Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 297 del 22 dicembre 2001 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA Roma - Sabato, 22 dicembre 2001 SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00100 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00100 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 277

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 18 ottobre 2001.

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica. (Deliberazione n. 228/01).

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 18 ottobre 2001.

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica. (Deliberazione n. 228/01).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

- Nella riunione del 18 ottobre 2001,

- Premesso che:

  - con deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999, e successive modificazioni (di seguito: deliberazione n. 13/99), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha adottato la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, intendendosi con tale espressione il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti per i clienti del mercato libero;
  - la disciplina di cui al precedente alinea, adottata anteriormente all'attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: direttiva europea 96/92/CE), ha risposto ad esigenze di continuità con la disciplina per il vettoriamento e lo scambio dell'energia elettrica allora in vigore, ed ha assunto carattere di transitorietà, in vista di una successiva riforma da realizzarsi contestualmente all'avvio del sistema delle offerte, previsto dall'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 75 del 31 marzo 1999 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
  - con deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999 e successive modificazioni (di seguito: deliberazione n. 204/99), l'Autorità ha regolato la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

- Visti:

  - la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/1995);
  - la direttiva europea n. 96/92/CE;
  - il decreto legislativo n. 79/99;
  - il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 27 aprile 2001;
  - la deliberazione n. 13/99;
  - la deliberazione n. 204/99;
  - la deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999 (di seguito: deliberazione n. 205/99);
  - la delibera 27 febbraio 2001 n. 37/01 (di seguito: delibera n. 37/01);
  - gli esiti della consultazione avviata con la pubblicazione del documento per la consultazione "Riforma dei corrispettivi di uso delle reti da parte dei clienti del mercato libero e definizione di una disciplina transitoria del dispacciamento" diffuso dall'Autorità in data 7 agosto 2001, che sottolineano la diffusa condivisione delle seguenti esigenze:
    a) consentire una verifica congiunta del vincolo tariffario ai ricavi (V1) per le controparti della medesima tipologia di contratti di somministrazione, siano essi clienti del mercato libero o clienti del mercato vincolato;
    b) evitare di identificare una specifica componente tariffaria a copertura dei costi di gestione dei contratti di acquisto e vendita dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato e delle connesse funzioni commerciali che, essendo di entità trascurabile rispetto al totale dei costi, introdurrebbe inefficienza nell'erogazione dei servizi e complessità nel sistema di regolamentazione dei corrispettivi;
    c) applicare la componente UC_3, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, a tutti i clienti finali.

- Considerato che:

  - le difformità evidenziate in premessa, quanto alla vigente disciplina del trasporto dell'energia elettrica, generano una disparità di trattamento tra clienti del mercato vincolato e clienti del mercato libero, e che tali difformità si sostanziano nella diversa struttura dei corrispettivi di accesso ed uso delle reti applicati ai primi, ai sensi della deliberazione n. 13/99, rispetto alla struttura delle componenti della tariffa di fornitura dell'energia elettrica a copertura dei costi del servizio di trasporto applicata ai secondi, ai sensi della deliberazione n. 204/99;

- sebbene le suddette difformità fossero giustificate dall'esigenza di rendere compatibile il regime di negoziazione dell'energia elettrica basato sulla contrattazione bilaterale con l'esigenza di salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, esse, tuttavia, producono l'effetto di rendere l'onere del servizio di trasporto dell'energia elettrica sopportato dal cliente sensibilmente diverso, a parità di caratteristiche della domanda, in funzione dell'appartenenza del cliente stesso al mercato libero o al mercato vincolato, rendendosi pertanto necessaria l'unificazione delle discipline sopra richiamate;
- il decreto legislativo n. 79/99 prevede che:
  a) siano rilasciate concessioni aventi ad oggetto esclusivo l'attività di distribuzione dell'energia elettrica (articolo 9, comma 1), intendendosi quest'ultima come l'insieme di attività preordinate al trasporto ad alla trasformazione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi in un determinato ambito territoriale, secondo quanto proposto dall'Autorità con la delibera n. 37/01;
  b) con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato sia attribuita al Gestore della rete di trasmissione nazionale la concessione delle attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale (articolo 3, comma 5);
- da quanto sopra considerato consegue che l'attività di vendita dell'energia elettrica non è affidata in esclusiva ai titolari delle suddette concessioni;
- l'unificazione della regolazione delle condizioni economiche delle attività di trasmissione, di dispacciamento e di distribuzione, da intendersi come costituenti il servizio di trasporto dell'energia elettrica su reti con obbligo di connessione di terzi (di seguito: servizio di trasporto), comporta la necessità di regolare i corrispettivi per l'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato specificamente ed autonomamente considerata;
- il rilascio delle richiamate concessioni esclude dall'ambito di dette concessioni il servizio di misura dell'energia elettrica, il quale è sottoposto, pertanto, ad un regime di accesso e di esercizio basato sul riconoscimento della libertà di intrapresa;
- per la determinazione dei vincoli tariffari a copertura dei costi del servizio di trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, con la deliberazione n. 204/99, nonché per la determinazione delle componenti dei corrispettivi del servizio di trasporto alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, con la deliberazione n. 205/99, sono stati utilizzati i medesimi livelli di costi impiegati per la determinazione dei corrispettivi di vettoriamento di cui alla deliberazione n. 13/99;
- per effetto delle deliberazioni n. 13/99 e n. 204/99 il regime delle prestazioni patrimoniali imposte agli utenti dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica per il finanziamento di finalità generali è articolato in maggiorazioni sui corrispettivi di vettoriamento per i clienti del mercato libero, e in componenti delle tariffe di fornitura per i clienti del mercato vincolato;
- l'unificazione della regolazione delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di trasporto per tutti gli utenti dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica comporta la necessità di ancorare ai corrispettivi per il servizio di trasporto le prestazioni patrimoniali imposte per il finanziamento di finalità di carattere generale afferenti al sistema elettrico, eccezion fatta per

quelle che devono essere sostenute esclusivamente dai clienti del mercato vincolato; e che pertanto l'imposizione di queste ultime prestazioni patrimoniali dovrà essere legata ai corrispettivi per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai medesimi;

- la disciplina posta dal decreto legislativo n. 79/99 in ordine alle attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica prevede, tra l'altro, che il Gestore della rete non disponga delle infrastrutture facenti parte della rete di trasmissione nazionale, dovendo stipulare, ai sensi dell'articolo 3, comma 8, del medesimo decreto legislativo, apposite convenzioni con le società che ne abbiano la disponibilità per disciplinare gli interventi di esercizio, manutenzione e sviluppo di dette infrastrutture;
- le disposizioni dell'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99 prevedono che il Gestore della rete sia remunerato secondo criteri di efficienza economica per le attività di competenza svolte con la propria organizzazione; che l'Autorità, secondo quanto disposto dal medesimo articolo e comma, ha individuato nel criterio dei costi riconosciuti la forma di remunerazione delle predette attività che, ad oggi, consente l'introduzione di un adeguato livello di incentivazione del medesimo Gestore della rete all'efficienza economica; e che detta remunerazione si sostanzia nel riconoscimento di una quota fissa, determinata dall'Autorità, del corrispettivo per i servizi di trasmissione e di dispacciamento;
- il corrispettivo di cui al precedente alinea, per la restante parte, è destinato alla copertura dei costi sostenuti dai titolari delle infrastrutture facenti parte della rete di trasmissione nazionale; e che detta parte non dipende dalle decisioni imprenditoriali assunte dal Gestore della rete, bensì è principalmente funzione del volume del servizio di trasporto erogato;
- ogni forma di flessibilità tariffaria, derivante dall'applicazione delle opzioni tariffarie, in capo al Gestore della rete inciderebbe non già sui ricavi dello stesso Gestore della rete, bensì sui ricavi dei soggetti titolari delle infrastrutture di cui al precedente alinea, rendendo totalmente inefficace la previsione di opzioni tariffarie per i clienti finali come strumento di adeguamento dei corrispettivi applicati ai costi effettivi di erogazione dei servizi da parte del soggetto responsabile dei medesimi costi;
- in conseguenza di quanto sopra illustrato, per il servizio di trasporto dell'energia elettrica il regime di regolazione basato sulle opzioni tariffarie non può essere applicato al Gestore della rete;
- la definizione di un regime di regolazione tariffaria asimmetrica, da intendersi tale in ragione del fatto che non sarebbe possibile prevedere l'offerta di opzioni tariffarie per la remunerazione del servizio di trasporto erogato direttamente dal Gestore della rete ai clienti finali, determinerebbe, a danno di questi ultimi, una situazione di disparità di trattamento nei confronti degli altri clienti finali connessi a reti di distribuzione in alta tensione, a parità delle altre condizioni e caratteristiche tecniche;

- Ritenuto che:

- sia necessario riformare, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95, la disciplina dei corrispettivi per il servizio di trasporto in

vigore al fine di evitare difformità ingiustificate di trattamento tra clienti del mercato vincolato e clienti del mercato libero, a parità di servizio erogato;

- quanto previsto dal precedente alinea non sia perseguibile tramite l'estensione dell'attuale disciplina del vettoriamento a tutta l'energia elettrica oggetto del servizio di trasporto, ciò che renderebbe una tale disciplina incompatibile con il funzionamento del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, e che quindi sia opportuna, a tal fine, l'estensione del regime di regolazione basato sulle opzioni tariffarie, posto dalla deliberazione n. 204/99;
- tale impostazione, in ragione della flessibilità che garantisce agli esercenti i servizi di pubblica utilità, sia in grado di assicurare la continuità alla copertura dei costi riconosciuti per il servizio di trasporto e la salvaguardia degli obiettivi economico-finanziari dei medesimi esercenti, come determinati con riferimento al periodo di regolazione 2002-2003;
- al fine di evitare disparità di trattamento tra clienti finali, l'assunzione dei rapporti commerciali aventi ad oggetto l'erogazione del servizio di trasporto a detti clienti, e, di conseguenza, la definizione di opzioni tariffarie, debbano essere previste per i soli esercenti l'attività di distribuzione dell'energia elettrica;
- sia opportuno che, transitoriamente, il servizio di misura per i clienti finali continui ad essere svolto dall'impresa esercente il servizio di trasporto, alla cui rete ciascun cliente finale è connesso;
- per ragioni di gradualità nel passaggio dal regime in esclusiva a quello in cui una molteplicità di soggetti potrà esercitare il servizio di misura, sia pertanto preferibile coprire i costi di tale attività attraverso una specifica componente inclusa nei corrispettivi per il servizio di trasporto; e che sia inoltre opportuno stabilire disposizioni di carattere transitorio atte a consentire continuità e certezza nell'esercizio di tale servizio;
- il riordino delle disposizioni dell'Autorità in materia di condizioni tecnico-economiche dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica, nonché il loro coordinamento con le richiamate innovazioni, possa essere opportunamente realizzato sotto la forma di un unico corpo normativo, denominato Testo Integrato, con valore in parte ricognitivo ed in parte innovativo, nei sensi di cui alle considerazioni che precedono, così razionalizzando ed armonizzando le disposizioni già vigenti o di nuova emanazione, dettate in materia dall'Autorità.

DELIBERA

Articolo 1

Approvazione di Testo Integrato

1.1 È approvato il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica (di seguito: Testo Integrato), allegato alla presente delibera di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato A).

Articolo 2
Abrogazioni

2.1 Con decorrenza dall'1 gennaio 2002 sono abrogate, in quanto contenenti norme sostituite da quelle poste con il Testo Integrato, le seguenti disposizioni:

a) la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 43 del 22 febbraio 1999 e successive modificazioni ed integrazioni;
b) gli articoli 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 19 della deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 235 del 31 dicembre 1999, e successive modificazioni ed integrazioni;
c) gli articoli 1, 3, 4, 5, 7 della deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 235 del 31 dicembre 1999, e successive modificazioni ed integrazioni;
d) la deliberazione 12 luglio 2000, n. 119/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 187 dell'11 agosto 2000;
e) la deliberazione 28 dicembre 2000, n. 240/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 2 del 5 gennaio 2001;
f) l'articolo 6 della deliberazione 28 dicembre 2000, n. 244/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 2 del 5 gennaio 2001;
g) la deliberazione 22 marzo 2001, n. 63/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 84 del 10 aprile 2001.

2.2 Pure con decorrenza dall'1 gennaio 2002 sono abrogate, in quanto contenenti norme incorporate e confermate nel Testo Integrato, le seguenti disposizioni:

a) gli articoli 4 e 5 della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997;
b) gli articoli 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 della deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 235 del 31 dicembre 1999, e successive modificazioni ed integrazioni;
c) l'articolo 2 della deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 235 del 31 dicembre 1999, e successive modificazioni ed integrazioni;
d) la deliberazione 24 febbraio 2000, n. 43/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 57 del 9 marzo 2000, e successive modificazioni ed integrazioni;
e) la deliberazione 9 marzo 2000, n. 53/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 90 del 17 aprile 2000;
f) l'articolo 5 del la deliberazione 15 giugno 2000, n. 108/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 151 del 30 giugno 2000, e successive modificazioni ed integrazioni**;**
g) l'articolo 4 della deliberazione 19 luglio 2000, n. 123/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 186 del 10 agosto 2000;
h) la deliberazione 26 luglio 2000, n. 131/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 213 del 12 settembre 2000;
i) l'articolo 5 della deliberazione 20 dicembre 2000, n. 230/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 2 del 5 gennaio 2001;

l) la deliberazione 20 dicembre 2000, n. 232/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 2 del 5 gennaio 2001, e successive modificazioni ed integrazioni;
m) l'articolo 4 della deliberazione 28 dicembre 2000, n. 238/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 2 del 5 gennaio 2001;
n) l'articolo 3 della deliberazione 28 dicembre 2000, n. 239/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario n. 2 del 5 gennaio 2001;
o) la deliberazione 14 febbraio 2001, n. 20/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 45 del 23 febbraio 2001;
p) la deliberazione 25 maggio 2001, n. 114/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 130 del 7 giugno 2001;
q) l'articolo 7 della deliberazione 11 luglio 2001, n. 158/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 226 del 28 settembre 2001;
r) l'articolo 3 della deliberazione 19 luglio 2001, n. 163/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 185 del 10 agosto 2001.

Articolo 3

Disposizioni transitorie in materia di vincolo V1 per l'anno 2001 e per l'anno 2002

3.1 Ai fini dell'applicazione della deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, relativamente al rispetto del vincolo V1 per l'anno 2001, l'articolo 9, comma 9.5 della medesima deliberazione, è sostituito dal seguente comma:

"9.5 Qualora i ricavi eccedentari relativi all'anno 2001 per una tipologia di utenza risultino positivi, l'esercente nell'anno 2002:

a) a fronte di ricavi eccedentari superiori al 5% dei ricavi ammessi, riconosce un rimborso entro il 31 dicembre 2002 a ciascun cliente che nel 2001 apparteneva alla medesima tipologia. L'ammontare complessivo dei rimborsi è pari ai ricavi eccedentari moltiplicati per $(1+r2)$ dove $r2$ è il tasso di riferimento in vigore all'inizio del 2002 aumentato di 5 punti percentuali; esso viene ripartito tra i clienti in proporzione agli addebiti complessivamente fatturati nel 2001.
b) a fronte di ricavi eccedentari non superiori al 5% dei ricavi ammessi può, in alternativa:
    i) applicare quanto previsto alla lettera a) del presente comma sostituendo $r2$ con $r1$, definito pari al tasso di riferimento in vigore all'inizio del 2002 aumentato di 3 punti percentuali;
    ii) ridurre, nelle fatture emesse nell'anno 2002, le componenti di tutte le opzioni tariffarie applicate ai clienti appartenenti alla medesima tipologia, escluse le componenti A e UC, in una misura che comporti, entro il quinto bimestre, un accredito pari ai suddetti ricavi eccedentari moltiplicati per $(1+r1)$. Qualora il complesso delle riduzioni praticate entro il quinto bimestre sia inferiore a tale importo, l'esercente accredita l'ammontare residuo nel bimestre successivo dividendolo in parti uguali tra tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia."

3.2 Le maggiorazioni di 3 e 5 punti percentuali del tasso di riferimento di cui ai comma 7.2, lettere a) e b) del Testo Integrato, non si applicano ai ricavi eccedentari dell'anno 2002.

Articolo 4

Disposizioni transitorie in materia di Conto costi energia

4.1 Fino al 31 dicembre 2001, il Conto costi energia di cui all'articolo 6, comma 6.1, della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, continua ad operare esclusivamente per l'erogazione dei contributi a favore delle imprese produttrici-distributrici e per la contabilizzazione del gettito della parte B della tariffa relativamente all'energia elettrica prodotta, o importata, ed erogata ai clienti finali fino al 31 dicembre 2000.

4.2 Successivamente al 31 dicembre 2001, la Cassa conguaglio per il settore elettrico chiude il Conto costi energia, trasferendo ogni residua disponibilità al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 40, comma 40.1, lettera b), del Testo Integrato.

Articolo 5

Disposizioni transitorie in materia di Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione

5.1 Fino al 31 dicembre 2001 la maggiorazione di cui all'articolo 2, comma 2.8, della deliberazione 20 dicembre 2000, n. 232/00, alimenta il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione. Con cadenza bimestrale la Cassa conguaglio per il settore elettrico, dopo aver liquidato i contributi a carico del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 4 della deliberazione 9 marzo 2000, n. 53/00, trasferisce sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 5 della deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, eventuali differenze tra il gettito della maggiorazione di cui all'articolo 2, comma 2.8 della deliberazione 20 dicembre 2000, n. 232/00 ed i contributi a valere sulla disponibilità del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione.

5.2 Successivamente al 31 dicembre 2001, la Cassa conguaglio per il settore elettrico chiude il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, trasferendo ogni residua competenza al Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 40, comma 40.1, lettera e), del Testo Integrato.

Articolo 6

Disposizioni finali

6.1 La proposta delle opzioni tariffarie per l'anno 2002, ai sensi dell'articolo 4 del Testo Integrato, è consentita sino al 15 novembre 2001.

6.2 Gli articoli da 12 a 20, 22 e da 24 a 57, ad eccezione dell'articolo 40, comma 40.4, del Testo Integrato hanno effetto dall'1 gennaio 2002.

6.3 La componente UC1 di cui all'articolo 19 del Testo Integrato e la componente UC3 di cui all'articolo 13 del Testo Integrato sono entrambe fissate pari a 0, sino a successivo provvedimento dell'Autorità.

6.4 Il presente provvedimento viene pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore a far data dalla sua pubblicazione.

Milano, 18 ottobre 2001

Il presidente: RANCI

Allegato A

TESTO INTEGRATO

DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASPORTO, DI MISURA E DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA

INDICE

PARTE I

DEFINIZIONI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- **l'Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **l'Acquirente unico** è il soggetto di cui all'articolo 4 del decreto legislativo n. 79/99;
- **alta tensione (AT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV;
- **altissima tensione (AAT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;
- **ambito di competenza** è l'ambito territoriale nel quale l'esercente svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica in regime di concessione;
- **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- **caratteristiche del prelievo** sono i parametri elettrici che caratterizzano il prelievo di energia elettrica da una rete con obbligo di connessione di terzi quali, a titolo di esempio, la tensione di alimentazione, l'energia elettrica prelevata e, ove rilevanti, la distribuzione temporale del prelievo e la potenza elettrica;
- **la Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti interne di utenza e linee dirette;
- **clienti del mercato libero** sono i clienti finali idonei che abbiano esercitato il diritto di cui all'articolo 2, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99;
- **clienti del mercato vincolato** sono i clienti finali diversi dai clienti del mercato libero;
- **codice di condotta commerciale** è il codice di condotta commerciale adottato ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 204/99, ovvero quello applicato in ottemperanza alla deliberazione n. 242/00;
- **componente *CCA*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi del servizio di acquisto e vendita di energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componente *CDE*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;

- **componente *CDF*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di interconnessione per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;
- **componente *CTR*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh e differenziata per fasce orarie, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;
- **componente *PV*** è la componente tariffaria delle tariffe D2 e D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di combustibile;
- **componenti UC_1** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componenti UC_3** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione;
- **componenti UC_4** sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
- **componente α_1** è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di trasporto;
- **componenti α_2** è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componenti α_3** è la componente tariffaria della tariffa TV2, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto;
- **componente ρ_1** è la componente tariffaria dell'opzione tariffaria TV1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente ρ_3** è la componente tariffaria dell'opzione tariffaria TV1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente σ_1** è la componente tariffaria della tariffa D1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasporto e di vendita;
- **componente σ_2** è la componente tariffaria della tariffa D1, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto;
- **componente σ_3** è la componente tariffaria della tariffa D1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto;

- **componente τ_1(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio, nonché dei costi relativi al servizio di acquisto e di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, al netto dei costi di combustibile;
- **componente τ_2(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio, nonché dei costi relativi al servizio di acquisto e di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, al netto dei costi di combustibile;
- **componente τ_3(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio, nonché dei costi relativi al servizio di acquisto e di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, al netto dei costi di combustibile;
- **componente τ_1(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio, nonché dei costi relativi al servizio di acquisto e di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, al netto dei costi di combustibile;
- **componente τ_2(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio, nonché dei costi relativi al servizio di acquisto e di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, al netto dei costi di combustibile;
- **componente τ_3(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio, nonché dei costi relativi al servizio di acquisto e di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, al netto dei costi di combustibile;
- **consumo specifico medio di combustibile** è il quoziente tra l'equivalente calorico della totalità dei combustibili utilizzati e l'energia elettrica totale netta prodotta mediante gli stessi su base annua;
- **data di entrata in esercizio commerciale di un impianto** è la data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto fissata dal produttore, considerando il periodo di collaudo e avviamento, nel limite massimo di dodici mesi dalla data in cui si è effettuato il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico nazionale;
- **dispacciamento** è l'attività di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, diretta ad impartire disposizioni per il funzionamento coordinato e contestuale:

- i) degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi;
- ii) delle utenze cui corrispondono prelievi di energia elettrica, anche potenziali o occasionali, di clienti finali;
- iii) della rete rilevante di cui all'articolo 1, lettera ee), della deliberazione n. 95/01;
- iv) dei circuiti di interconnessione con le reti estere;

- **distribuzione** è l'attività di distribuzione esercitata in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
- **energia netta** è il bilancio tra energia prelevata e energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;
- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi le cui condizioni economiche o tecniche sono disciplinate dal presente Testo Integrato e che stipula i relativi contratti;
- **fasce orarie F1, F2, F3 e F4** sono le fasce definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento CIP n. 45/90;
- **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;
- **il Gestore della rete** è il soggetto di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99, concessionario delle attività di trasmissione e di dispacciamento;
- **impianti rilevanti** sono gli impianti di produzione di energia elettrica che, alla data del 19 febbraio 1997, erano nella titolarità dell'impresa produttrice-distributrice di cui al combinato disposto degli articoli 1, comma 2, e 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000, ad esclusione degli impianti di cui all'articolo 3, comma 2, e degli impianti soggetti al recupero della maggior valorizzazione di cui all'articolo 3, comma 3, del medesimo decreto.
- **linea diretta** è una rete elettrica che collega un centro di produzione a un centro di consumo indipendentemente dalle reti di trasmissione e di distribuzione;
- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica in un punto di immissione, in un punto di prelievo o in un punto di interconnessione;
- **misure dell'energia elettrica** sono le grandezze elettriche rilevate da un misuratore;
- **opzione tariffaria** è un insieme di componenti tariffarie definite dagli esercenti per la remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1;
- **opzione tariffaria multioraria** è un'opzione tariffaria con uno o più componenti differenziati in funzione della distribuzione temporale del prelievo di energia elettrica o della potenza da parte del cliente finale;
- **opzione multioraria per fasce** è un'opzione tariffaria multioraria costituita da una o più componenti tariffarie con un'articolazione temporale compatibile con l'articolazione della componente *CTR*;

- **ore di alto carico** sono le ore della fascia F2 come definita dal titolo II, comma 2, paragrafo b), punto 2, del provvedimento CIP n. 45/90;
- **ore di basso carico** sono le ore della fascia F4 come definita dal titolo II, comma 2, paragrafo b), punto 2, del provvedimento CIP n. 45/90;
- **ore di fermata programmata** sono le ore di fermata dell'impianto dovute agli interventi di manutenzione previsti sui piani annuali, trimestrali, o mensili delle indisponibilità;
- **ore di fermata accidentale** sono le ore di fermata dell'impianto dovute agli interventi di manutenzione conseguenti al verificarsi di guasti o ad esigenze di terzi;
- **ore di medio carico** sono le ore della fascia F3 come definita dal titolo II, comma 2, paragrafo b), punto 2, del provvedimento CIP n. 45/90;
- **parte A e parte B** sono le parti variabili della tariffa elettrica di cui dell'articolo 1 della deliberazione n. 70/97;
- **parametro *Ct*** è il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui al comma 6.5, della deliberazione n. 70/97;
- **parametro *f*** è il parametro per la determinazione della componente *PV*;
- **parametro *PG*** è la stima della media bimestrale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, espresso in centesimi di euro/kWh;
- **parametro PG_T** è il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, espresso in centesimi di euro/kWh, differenziato per fascia oraria;
- **parametro *Vt*** è il costo unitario riconosciuto dei combustibili di cui alla deliberazione n. 70/97;
- **parametri δ_1, δ_2, δ_3, δ_4** sono i parametri per la determinazione delle componenti della tariffa TV2;
- **parametro γ** è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- **parametro λ** è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, differenziato per tipologia di contratto di cui al comma 2.2;
- **periodo di emergenza** è il periodo di tempo che comprende le ore fisse interessate da un disservizio di rete o da interventi di manutenzione, inclusa l'ora fissa di inizio del disservizio o degli interventi;
- **periodo di regolazione** è il periodo pluriennale di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95;
- **potenza disponibile** è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato;
- **potenza efficiente lorda di un impianto** è la massima potenza elettrica, misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto di produzione di energia elettrica, realizzabile dall'impianto durante un intervallo di tempo di funzionamento (4 ore), per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo che tutte le parti dell'impianto siano interamente in efficienza e,

nel caso di un impianto idroelettrico, che siano disponibili le più favorevoli condizioni di portata e di salto;

- **potenza efficiente netta di un impianto** è la potenza risultante dalla differenza tra la potenza efficiente lorda dell'impianto di produzione di energia elettrica e quella assorbita dai suoi servizi ausiliari e dalle perdite di energia elettrica nei trasformatori dell'impianto;
- **potenza impegnata** è:
  - i) la potenza contrattualmente impegnata, per i clienti finali con potenza disponibile fino a 37,5 kW, per i quali alla data dell'1 gennaio 2000 non erano installati misuratori in grado di registrare la potenza massima prelevata;
  - ii) il valore massimo della potenza prelevata nell'anno, per tutti gli altri clienti finali.
- **potenza nominale di un generatore elettrico** è la massima potenza ottenibile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- **potenza nominale di un impianto** è la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva, destinati alla produzione di energia elettrica;
- **potenza nominale media annua** è la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua valutata sulla base della portata media annua, detratto il minimo deflusso vitale, per il salto idraulico teorico;
- **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d'ora fisso in cui tale valore è massimo;
- **producibilità attesa di un impianto idroelettrico** è la produzione di energia elettrica annua netta ottenibile dall'impianto valutata in base ai dati di progetto;
- **producibilità di un impianto idroelettrico** è la media aritmetica dei valori della produzione di energia elettrica netta effettivamente realizzata negli ultimi quindici anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le normali esigenze manutentive;
- **produzione di energia elettrica lorda da un impianto** è la quantità di energia elettrica prodotta, misurata dai contatori sigillati dagli Uffici Tecnici di Finanza situati ai morsetti di uscita dei generatori elettrici;
- **produzione di energia elettrica netta da un impianto** è la produzione di energia elettrica lorda diminuita dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite di energia elettrica nei trasformatori di centrale;
- **punto di emergenza** è punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui il cliente finale non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un punto di prelievo, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di immissione** è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica;

- **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione a terzi;
- **punto di interconnessione di emergenza** è il punto di interconnessione utilizzato al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui un'impresa distributrice non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un altro punto di interconnessione, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale** è un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica ad una rete di distribuzione;
- **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l'insieme dei punti in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a 500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche e di altre utilizzazioni con caratteristiche similari;
- **rete di trasmissione nazionale** è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto 25 giugno 1999 ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati dal Gestore della rete;
- **reti con obbligo di connessione di terzi** sono:
  i) le reti i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto 25 giugno 1999;
  ii) le piccole reti isolate di cui all'articolo 7 del decreto legislativo n. 79/99;
  iii) le reti elettriche che, alla data dell'entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime;
  iv) la rete interna d'utenza di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete di trasmissione nazionale, su cui grava l'obbligo di connessione di terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto 25 giugno 1999;
- **reti di distribuzione** sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
- **reti interne d'utenza** sono le reti elettriche stabilite sul territorio nazionale diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi e dalle linee dirette;
- **società riconducibili all'impresa produttrice-distributrice** sono le società costituite, successivamente al 19 febbraio 1997, dall'impresa produttrice-distributrice e dalla stessa controllate o alla stessa collegate, nonché la società controllante;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario di un servizio di pubblica utilità, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;

- **tasso di riferimento** è il tasso di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 157 dell'8 luglio 1998;
- **trasmissione** è l'attività di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;
- **utenza** è un impianto elettrico connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi;

-- * --

- **direttiva europea 96/92/CE** è la direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996;
- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- **decreto legislativo n. 79/99** è il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- **decreto 19 dicembre 1995** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 36 del 16 febbraio 1996;
- **decreto 25 giugno 1999** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 151 del 30 giugno 1999;
- **decreto 26 gennaio 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 27 aprile 2001;
- **decreto 22 dicembre 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 19 gennaio 2001;
- **decreto 7 maggio 2001** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 7 maggio 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 122 del 28 maggio 2001
- **provvedimento CIP n. 34/74** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 6 luglio 1974, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 181 dell'11 luglio 1974;
- **provvedimento CIP n. 15/89** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989;
- **provvedimento CIP n. 34/90** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990;
- **provvedimento CIP n. 45/90** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 90 del 29 dicembre 1990;

- **provvedimento CIP n. 6/92** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 170 del 12 maggio 1992;
- **deliberazione n. 70/97** è la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 200/99** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 1999, n. 200/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 202/99** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 1999, n. 202/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 204/99** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 205/99** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 138/00** è la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2000, n. 138/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 202 del 30 agosto 2000, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 223/00** è la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2000, n. 223/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 296 del 20 dicembre 2000;
- **deliberazione n. 231/00** è la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 231/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 238/00** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 238/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 242/00** è la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 242/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 4 del 5 gennaio 2001;
- **deliberazione n. 95/01** è la deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 138 del 16 giugno 2001, come successivamente modificata e integrata.

PARTE II

REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2
Ambito oggettivo

2.1 La presente parte reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:

a) trasporto dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, articolato nelle seguenti attività:
   i) trasmissione dell'energia elettrica;
   ii) dispacciamento, remunerato con l'esclusione dei costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie all'erogazione del medesimo servizio di cui all'articolo 5 della deliberazione n. 95/01;
   iii) distribuzione dell'energia elettrica;

b) acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, articolato nelle seguenti attività:
   i) vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato;
   ii) vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato;
   iii) dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, remunerato limitatamente ai costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per l'erogazione del medesimo servizio anteriormente all'avvio del dispacciamento di merito economico di cui alla deliberazione n. 95/01;

c) misura dell'energia elettrica.

2.2 I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 erogati ai clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:

a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
   i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; tali applicazioni comprendono i servizi generali in fabbricati che comprendano una sola abitazione;
   ii) le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo per l'abitazione e i locali annessi e la potenza disponibile non superi 15 kW;

b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti in bassa tensione di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
c) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a) e b) del presente comma;
d) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti in media tensione di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
e) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera d) del presente comma;
f) per utenze in alta e altissima tensione.

2.3 La regolazione dei corrispettivi di cui al comma 2.1 è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e delle disposizioni dei codici di condotta commerciale.

Articolo 3
Criteri generali di regolazione dei corrispettivi

3.1 Salvo quanto disposto al titolo 2, sezione 2, ed al titolo 3, sezioni 1 e 2 della presente parte, l'Autorità disciplina criteri in applicazione dei quali gli esercenti definiscono opzioni tariffarie.

3.2 Le opzioni tariffarie sono suddivise in tre categorie:

a) opzioni tariffarie base, che devono rispettare un vincolo, denominato V2, sui ricavi tariffari conseguibili nell'ambito di ciascun contratto; tali opzioni tariffarie possono essere composte solo da componenti tariffarie riferite alle caratteristiche del prelievo;
b) opzioni tariffarie speciali;
c) opzioni tariffarie ulteriori, che, nei casi in cui l'Autorità fissi una tariffa, possono essere offerte dagli esercenti unitamente alla medesima tariffa.

3.3 Le opzioni tariffarie base e speciali definite dagli esercenti ai sensi del comma 3.2, lettere a) e b), devono consentire il rispetto di un vincolo, denominato V1, sui ricavi tariffari conseguibili, da parte di ciascun esercente, dall'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f).

3.4 L'Autorità può riconoscere al singolo esercente, con riferimento ad un'opzione tariffaria speciale, previa presentazione di apposita istanza, ricavi ammessi superiori a quelli compatibili con il vincolo V1 di cui al comma 3.3. Con l'istanza di cui al presente comma l'esercente richiede la determinazione degli eventuali maggiori ricavi ammessi, motivando tale richiesta in relazione ai maggiori costi che l'esercente stesso deve sostenere per l'erogazione di servizi a condizioni diverse da quelle associate alle opzioni tariffarie base.

3.5 L'istanza di cui al comma 3.4 deve essere presentata, a pena di inammissibilità, contestualmente alla proposta per l'approvazione ai sensi dell'articolo 4 dell'opzione tariffaria speciale cui l'istanza medesima si riferisce, unitamente ai seguenti dati e documenti:

a) documentazione atta a consentire la verifica delle caratteristiche del servizio remunerato dall'opzione tariffaria speciale di cui viene richiesta l'approvazione;
b) stima del numero di clienti finali che potranno richiedere l'opzione tariffaria speciale, unitamente alle corrispondenti caratteristiche del prelievo;
c) prospetto analitico dei costi aggiuntivi che l'erogazione del servizio associato all'opzione tariffaria speciale comporta in rapporto ai costi dell'erogazione del servizio in applicazione delle condizioni contrattuali associate alle opzioni tariffarie base;
d) attestazione, supportata da documentazione utile a comprovarne l'attendibilità, del fatto che i costi aggiuntivi di cui alla lettera c) del presente comma sono sopportati dai soli clienti finali che optino per l'opzione tariffaria speciale.

3.6 Le componenti tariffarie ottenute come prodotto di elementi e parametri devono essere arrotondate con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.

3.7 L'esercente può definire componenti tariffarie applicate alla potenza contrattualmente impegnata, purché renda disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW. L'esercente può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata.

3.8 Nel caso in cui vengano resi disponibili, ai sensi del comma 3.7, livelli di potenza contrattualmente impegnata inferiori a 37,5 kW, l'esercente può installare dispositivi atti a limitare il prelievo di potenza al livello contrattualmente impegnato, fatta eccezione per i casi in cui presso il cliente finale interessato siano installati misuratori di energia elettrica in grado di registrare la potenza massima prelevata.

3.9 I corrispettivi derivanti dall'applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi corrispettivi ed arrotondate secondo quanto previsto al comma 3.6.

3.10 In nessun caso può essere richiesto il pagamento di corrispettivi con riferimento al periodo successivo alla cessazione dell'erogazione del servizio. Nel caso di cessazione, subentro o nuovo allacciamento, nel mese in cui la cessazione, il subentro o il nuovo allacciamento si verificano, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, devono essere moltiplicate, ai fini della determinazione dei corrispettivi, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 4
Approvazione e offerta delle opzioni tariffarie

4.1 L'esercente propone all'Autorità, entro il 30 settembre di ciascun anno, le opzioni tariffarie base, speciali e ulteriori, che intende offrire alle attuali o potenziali controparti nell'anno successivo.

4.2 La proposta di cui al comma 4.1 è presentata con i moduli di cui all'allegato n. 1.

4.3 L'Autorità, entro 45 (quarantacinque) giorni dal ricevimento della proposta di cui al comma 4.1, verifica la compatibilità delle opzioni tariffarie con i criteri generali e specifici stabiliti nella presente parte. Detto termine viene prorogato di 15 (quindici) giorni nel caso in cui l'Autorità richieda notizie o effettui approfondimenti in ordine alla proposta. Qualora la pronuncia non intervenga nel termine previsto dal presente comma, le opzioni tariffarie proposte si intendono approvate.

4.4 Entro 30 (trenta) giorni dalla data dell'approvazione, gli esercenti pubblicano le opzioni tariffarie approvate in almeno un quotidiano ad ampia diffusione nell'ambito di competenza dell'esercente e nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma in cui detto ambito è ubicato. Per gli esercenti che, alla data del 31 dicembre dell'anno precedente a quello in cui le opzioni tariffarie sono proposte, avevano meno di 100.000 (centomila) clienti finali connessi in bassa e media tensione, è sufficiente la pubblicazione delle opzioni tariffarie approvate nel Bollettino ufficiale della regione o della provincia autonoma, ovvero, per trenta giorni, negli albi pretori dei comuni situati nell'ambito di competenza dell'esercente.

4.5 La pubblicazione di cui al comma 4.4 rende l'opzione offerta irrevocabile al pubblico, salvo quanto previsto dal comma 4.7.

4.6 Entro il medesimo termine di cui al comma 4.4, gli esercenti pubblicano le opzioni tariffarie approvate in un sito *internet* messo a disposizione dall'Autorità.

4.7 La sospensione dell'offerta di opzioni, ovvero la loro modificazione nel corso dell'anno, sono consentite con le stesse modalità di cui ai commi precedenti.

4.8 L'esercente comunica, almeno una volta l'anno, a ciascun cliente l'opzione tariffaria più conveniente per il cliente medesimo, definita sulla base delle caratteristiche di detto cliente riscontrate nei 12 (dodici) mesi precedenti, se diversa dall'opzione già applicata.

4.9 L'esercente si attiene, nell'offerta delle opzioni tariffarie, alle disposizioni del codice di condotta commerciale riguardanti l'attività pre-contrattuale.

TITOLO 2

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI

SEZIONE 1

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER I CLIENTI FINALI

Articolo 5
Opzioni tariffarie per il servizio di trasporto

5.1 Ciascun esercente il servizio di cui al comma 2.1, lettera a), ad eccezione del Gestore della rete, propone ai sensi del comma 4.1 almeno un'opzione tariffaria base per il servizio di trasporto dell'energia elettrica per le attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), ubicate nel proprio ambito di competenza.

5.2 Gli esercenti possono proporre, con le modalità di cui all'articolo 4, opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto in aggiunta alle opzioni tariffarie base di cui al comma 5.1.

5.3 L'esercente può applicare componenti tariffarie in relazione a differenze positive tra il valore 0,9 e il valore medio mensile del fattore di potenza del cliente finale.

Articolo 6
Vincolo V1

6.1 I ricavi effettivi conseguiti in ciascun anno solare dall'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), non possono superare i ricavi ammessi, determinati sulla base dell'opzione tariffaria TV1.

6.2 L'opzione tariffaria TV1 di cui al comma 6.1 è costituita, con riferimento ai contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 1 di cui all'allegato n. 2:

ρ_1, composta dagli elementi $\rho_1(ven)$, $\rho_1(disMT)$ e $\rho_1(disBT)$;

ρ_3, composta dagli elementi $\rho_3(tras)$, $\rho_3(disAT)$, $\rho_3(disMT)$, $\rho_3(disBT)$, $\rho_3(ven)$.

6.3 Ai fini dell'applicazione del comma 6.1:

a) i ricavi effettivi conseguiti sono pari alla somma dei seguenti addendi:

i) ricavi, come riportati nel bilancio di esercizio, ottenuti dall'applicazione delle componenti previste dalle opzioni tariffarie, ad esclusione delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 56.2 ad esse relative;
ii) ricavi derivanti dall'applicazione di penalità per prelievi di potenza maggiori del livello contrattualmente impegnato e ricavi derivanti dall'applicazione delle componenti di cui al comma 5.3.

b) i ricavi ammessi sono pari alla somma dei seguenti addendi:
i) ricavi che sarebbero stati conseguiti applicando nello stesso anno l'opzione tariffaria TV1, di cui al comma 6.2, ad esclusione dell'elemento ρ_3(*tras*);
ii) ricavi che sarebbero stati conseguiti applicando nello stesso anno l'elemento ρ_3(*tras*), ai clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4;
iii) ricavi che sarebbero stati conseguiti applicando nello stesso anno la componente *CTR* di cui al comma 14.1, aumentata di un fattore percentuale a copertura delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione fissato nella tabella 2, colonna A, di cui all'allegato n. 2, ai clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4;
iv) maggiori ricavi ammessi, ai sensi di quanto previsto al comma 3.4.

Articolo 7
Verifiche del rispetto del vincolo V1

7.1 L'esercente, entro il 31 luglio di ogni anno, con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f):

a) dichiara l'ammontare dei ricavi ammessi e l'ammontare dei ricavi effettivi relativi all'anno solare precedente, come definiti all'articolo 6;
b) dichiara l'ammontare dei ricavi eccedentari relativi all'anno solare precedente, essendo i ricavi eccedentari pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi effettivi e i ricavi ammessi riferiti al medesimo anno solare.

7.2 Ciascun esercente, entro il 31 dicembre di ogni anno, riconosce ai clienti che nell'anno precedente erano controparti di contratti appartenenti ad una tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), un rimborso pari al prodotto tra i ricavi eccedentari di cui al comma 7.1, lettera b), relativi alla medesima tipologia e:

a) (1+*r1*), dove *r1* è il tasso di riferimento in vigore all'inizio dell'anno solare in cui viene effettuato il rimborso aumentato di 3 punti percentuali, a fronte di ricavi eccedentari non superiori al 10 % dei ricavi ammessi;
b) (1+*r2*), dove *r2* è il tasso di riferimento in vigore all'inizio dell'anno solare in cui viene effettuato il rimborso aumentato di 5 punti percentuali, a fronte di ricavi eccedentari superiori al 10 % dei ricavi ammessi.

7.3 L'ammontare complessivo dei rimborsi di cui al comma 7.2 è ripartito tra i clienti in proporzione agli addebiti complessivamente fatturati a ciascun cliente nell'anno precedente quello del rimborso.

7.4 A fronte di ricavi eccedentari non superiori al 10% l'esercente può, in alternativa a quanto previsto al comma 7.2, ridurre nelle fatture dell'anno successivo a quello cui i ricavi eccedentari si riferiscono le componenti di tutte le opzioni tariffarie applicate ai clienti finali controparti di contratti appartenenti alla tipologia di una percentuale determinata ai sensi del comma 7.5.

7.5 La percentuale di riduzione di cui al comma 7.4 è calcolata in modo tale da prevedere, entro il quinto bimestre dell'anno, un accredito complessivo pari al prodotto tra i ricavi eccedentari e (1+*r1*), dove *r1* è determinato ai sensi del comma 7.2, lettera a). Qualora l'ammontare effettivamente accreditato entro il quinto bimestre dell'anno sia inferiore a detto importo, nel bimestre successivo l'esercente accredita a ciascun cliente finale controparte di contratti appartenenti alla tipologia un importo pari al rapporto tra l'ammontare residuo da restituire e il numero di tali clienti finali.

7.6 Ciascun esercente dà separata evidenza contabile agli accrediti e ai rimborsi di cui ai commi 7.2 e 7.4.

7.7 Entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in cui sono effettuati gli accrediti o i rimborsi di cui ai commi 7.2 e 7.4, ciascun esercente comunica all'Autorità, per ogni opportuna verifica, l'ammontare di quanto accreditato e rimborsato con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), relativi a ciascuna regione.

Articolo 8
Vincolo V2

8.1 La tariffa TV2, con riferimento ai contratti appartenenti a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), è costituita dalle componenti tariffarie α_1, α_2 e α_3, determinate come segue:

$$\alpha_1 = \rho_1(ven) \times \delta_1;$$
$$\alpha_2 = [\rho_1(disMT) + \rho_1(disBT)] \times \delta_2 + [\rho_3(disMT) + \rho_3(disBT) + \rho_3(ven)] \times \delta_4;$$
$$\alpha_3 = [\rho_3(tras) + \rho_3(disAT)] \times \delta_3.$$

8.2 I valori dei parametri δ_1, δ_2, δ_3 e δ_4 di cui al comma 8.1, relativi a ciascuna tipologia di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), sono fissati nella tabella 3 di cui all'allegato n. 2.

Articolo 9
Compatibilità con il vincolo V2

9.1 Un'opzione tariffaria base non multioraria è compatibile con il vincolo V2 se, per ogni combinazione di valori di potenza impegnata ed energia elettrica prelevata in ciascun punto di prelievo, l'addebito risultante dall'applicazione dell'opzione

tariffaria non è superiore a quello che si otterrebbe applicando la tariffa TV2 di cui al comma 8.1.

9.2 Un'opzione tariffaria base multioraria è compatibile con il vincolo V2 se si verificano congiuntamente le seguenti due condizioni:

a) per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria ad un cliente con distribuzione temporale del prelievo pari alla distribuzione temporale di riferimento, determinata ai sensi dell'articolo 10;
b) per ogni distribuzione temporale del prelievo, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 con le componenti α_1, α_2, α_3 aumentate del 100 % è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria.

9.3 Ai fini della compatibilità con il vincolo V2 di un'opzione tariffaria base non multioraria o multioraria applicata nell'ambito di un contratto con durata inferiore all'anno, le condizioni di cui ai commi 9.1 e 9.2 debbono essere soddisfatte applicando la tariffa TV2 con le componenti α_1 e α_2 moltiplicate per il rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 10
Distribuzione temporale di riferimento

10.1 Nel caso di opzioni multiorarie per fasce, per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, la distribuzione temporale di riferimento della potenza impegnata e dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 9.2, lettera a), è ottenuta come segue:

a) la potenza impegnata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è ottenuta moltiplicando il valore della potenza massima impegnata per il parametro del profilo tipo del prelievo di potenza relativo a tale fascia oraria;
b) l'energia elettrica prelevata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è ottenuta moltiplicando il valore dell'energia elettrica annualmente prelevata per il parametro del profilo tipo del prelievo di energia elettrica relativo a tale fascia oraria.

10.2 Nel caso di opzioni multiorarie diverse da quelle di cui al comma 10.1, per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, la distribuzione temporale di riferimento della potenza impegnata e dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 9.2, lettera a), è ottenuta come segue:

a) la potenza impegnata in un'ora di ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è pari alla potenza impegnata di cui al comma 10.1, lettera a), relativa alla medesima fascia;
b) l'energia elettrica prelevata in un'ora di ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 è ottenuta dividendo il valore dell'energia elettrica prelevata di cui al

comma 10.1, lettera b), per il numero di ore dell'anno appartenenti alla medesima fascia.

10.3 I parametri del profilo tipo del prelievo di potenza di cui al comma 10.1, lettera a) e del prelievo di energia elettrica di cui alla lettera b) del medesimo comma sono fissati nelle tabelle 4 e 5 di cui all'allegato n. 2.

Articolo 11
Punti di emergenza

11.1 Ai fini dell'applicazione delle opzioni tariffarie di cui all'articolo 5, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza durante il periodo di emergenza sono convenzionalmente attribuite al punto di prelievo, indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di trasporto ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione.

Articolo 12
Aggiornamento delle componenti dei vincoli

12.1 Nel corso di ciascun periodo di regolazione l'Autorità aggiorna, entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti ρ_1 e ρ_3 applicando,:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
e) limitatamente agli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$, $\rho_3(disMT)$ e $\rho_3(disBT)$, il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

12.2 Per il periodo di regolazione 2000-2003, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 12.1, lettera b), è pari al 4%.

Articolo 13
Componenti UC_3

13.1 Ciascun esercente il servizio di trasporto applica ai clienti finali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) le componenti UC_3.

SEZIONE 2

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I PRODUTTORI

Articolo 14

Corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale

14.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale riconosce:

a) al Gestore della rete un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR*, fissata nella tabella 6 di cui all'allegato n. 2, alla somma:
   i) dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale;
   ii) dell'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa medesima nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 2, colonna A, di cui all'allegato n. 2;

b) al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR* di cui alla lettera a) del presente comma all'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa medesima nel medesimo punto, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 2, colonna A, di cui all'allegato n. 2.

Articolo 15

Corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione

15.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata un corrispettivo composto:

a) dalla componente *CTR* di cui al comma 14.1, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 2, colonna B, di cui all'allegato n. 2;
b) dalla componente *CDF*, applicata a ciascun punto di interconnessione;
c) dalla componente *CDE*, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione.

15.2 La componente *CDF* di cui al comma 15.1, lettera b), è pari:

a) alla componente ρ_1 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
b) alla componente ρ_1 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
c) alla componente ρ_1 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.

15.3 La componente *CDE* di cui al comma 15.1, lettera c) è pari a:

a) una quota pari al 75% della componente ρ_3 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
b) una quota pari al 25% della componente ρ_3 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
c) una quota pari al 20% della componente ρ_3 dell'opzione tariffaria TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.

15.4 Il corrispettivo di cui al comma 15.1, lettera b), non si applica ai punti di interconnessione di emergenza.

Articolo 16

Corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica

16.1 Chiunque abbia la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi riconosce al Gestore della rete, per il servizio di trasporto dell'energia elettrica, un corrispettivo determinato applicando all'energia elettrica prodotta e immessa nella medesima rete, anche per il tramite di linee dirette e di reti interne d'utenza, una componente tariffaria pari a 0,0243 centesimi di euro/kWh.

16.2 Il corrispettivo di cui al precedente comma è fatturato dal Gestore della rete con cadenza mensile.

Articolo 17

Remunerazione delle attività di trasmissione e di dispacciamento

17.1 Ai fini della determinazione della componente fissa del canone annuale di cui all'articolo 16 della convenzione tipo approvata con il decreto 22 dicembre 2000,

il Gestore della rete determina l'esborso complessivo di cui al comma 1 dell'articolo 18 della medesima convenzione tipo come differenza tra:

a) i corrispettivi percepiti dal medesimo Gestore ai sensi del comma 14.1, lettera a), e del comma 16.1, e
b) il corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete, determinato applicando una componente pari a 0,0397 centesimi di euro/kWh, all'energia di cui al comma 14.1, lettera a).

Articolo 18

Aggiornamento delle componenti tariffarie

18.1 Nel corso di ciascun periodo di regolazione l'Autorità aggiorna, entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello di efficacia, la componente *CTR* di cui al comma 14.1, la componente tariffaria di cui al comma 16.1 e la componente di cui al comma 17.1, lettera b), applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;

18.2 Per il periodo di regolazione 2000-2003, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 18.1, lettera b), è pari al 4%.

TITOLO 3

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI ACQUISTO E VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL MERCATO VINCOLATO

SEZIONE 1

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI DIVERSI DA QUELLI PER L'UTENZA DOMESTICA IN BASSA TENSIONE

Articolo 19

Struttura dei corrispettivi

19.1 Ciascun esercente il servizio di vendita dell'energia elettrica offre alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f), una tariffa composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente *CCA*;
b) componente UC_1, e componente UC_4, fissata pari a 0,03 centesimi di euro/kWh.

19.2 Qualora il servizio di vendita di cui al comma 19.1 sia oggetto di un contratto che preveda anche l'erogazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica, trovano applicazione le disposizioni di cui al titolo 2, sezione 1, della presente parte, unitamente a quelle di cui alla presente sezione.

Articolo 20

Componente a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica (CCA)

20.1 La componente *CCA* è fissata pari:

a) al prodotto tra il parametro γ ed il parametro *PG* per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;
b) al prodotto tra il parametro λ, i cui valori sono fissati nella tabella 7 di cui all'allegato n. 2, ed il parametro PG_T, per clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4.

20.2 I parametri γ, PG e PG_T e la componente CCA sono pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2 % del parametro *Vt*, rispetto al valore applicato nel bimestre in corso.

Articolo 21

Opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita

21.1 Ciascun esercente, può proporre opzioni tariffarie ulteriori rispetto alla tariffa di cui al comma 19.1. Quanto alla proposta e alle modalità di offerta delle opzioni di cui al presente comma trovano applicazione le disposizioni di cui all'articolo 4.

21.2 Al fine della determinazione degli ammontari di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica di ciascun esercente, si considerano come ricavi ammessi dall'applicazione delle opzioni di cui al comma 21.1 i ricavi che lo stesso esercente avrebbe ottenuto se la componente a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica fosse stata fissata conformemente a quanto previsto al comma 20.1.

SEZIONE 2

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO CON CONTRATTI PER L'UTENZA DOMESTICA IN BASSA TENSIONE

Articolo 22
Tariffe D1, D2, D3

22.1 Con decorrenza dall'1 gennaio 2003, ciascun esercente il servizio offre alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), una tariffa denominata D1. La tariffa D1 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente σ_1;
b) componente σ_2;
c) componente σ_3, costituita dagli elementi $\sigma_3(tras), \sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$;
d) componente *CCA*, di cui all'articolo 20;
e) componenti UC_1 e UC_4, di cui all'articolo 19;
f) componente UC_3, di cui all'articolo 13.

22.2 Fino al 31 dicembre 2002, ciascun esercente l'attività di vendita offre una tariffa denominata D2 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza sino fino a 3 kW. La tariffa D2 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente τ_1(D2);
b) componente τ_2(D2);
c) componente τ_3(D2);
d) componente *PV*;
e) componenti UC_1 e UC_4, di cui all'articolo 19;
f) componente UC_3, di cui all'articolo 13.

22.3 Fino al 31 dicembre 2002, ciascun esercente l'attività di vendita offre una tariffa denominata D3 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), diversi da quelli di cui al comma 22.2. La tariffa D3 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente τ_1(D3);
b) componente τ_2(D3);
c) componente τ_3(D3);
d) componente *PV*;
e) componenti UC_1 e UC_4, di cui all'articolo 19;
f) componente UC_3, di cui all'articolo 13.

22.4 La componente *PV* di cui ai commi 22.2 e 22.3 è pari al prodotto tra il parametro *Ct* ed il parametro *f*. I valori del parametro *f* relativi alla tariffa D2 e alla tariffa D3 sono fissati nella tabella 8 di cui all'allegato n. 2.

22.5 La componente *PV* è pubblicata dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre qualora si registrino variazioni, in aumento o diminuzione, maggiori del 2 % del parametro *Vt*, rispetto al valore applicato nel bimestre in corso.

22.6 I valori delle componenti σ_1, σ_2, σ_3, τ_1(D2), τ_2(D2), τ_3(D2), τ_1(D3), τ_2(D3), τ_3(D3), sono fissati nelle tabelle 9, 10, 11 e 12 di cui all'allegato n. 2.

22.7 Gli scaglioni di consumo espressi in kWh per anno previsti dalla tabella 10 ai fini dell'addebito della componente τ_3(D2) sono applicati con il criterio del pro-quota giorno. Gli scaglioni giornalieri sono ottenuti dividendo per 365 (trecentosessantacinque) i valori che delimitano gli scaglioni stessi e arrotondando il quoziente alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale. Le modalità di calcolo di cui al presente comma sono applicate alle fatture o bollette emesse in seguito alla lettura dei misuratori.

Articolo 23
Opzioni tariffarie ulteriori

23.1 Ciascun esercente il servizio di vendita dell'energia elettrica, può proporre opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe D1, D2 e D3. Quanto alla presentazione e alle modalità di offerta delle opzioni di cui al presente comma trovano applicazione le disposizioni di cui all'articolo 4.

Articolo 24
Aggiornamento delle componenti tariffarie

24.1 Nel corso di ciascun periodo di regolazione l'Autorità aggiorna, entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello di efficacia, le componenti σ_1, σ_2 e σ_3 applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
e) limitatamente agli elementi σ_3(*disMT*), e alla componente σ_2, il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

24.2 Per il periodo di regolazione 2000-2003, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 24.1, lettera b), è pari al 4%.

SEZIONE 3

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA ALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA VENDITA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO

Articolo 25
Ambito di applicazione

25.1 Sino alla data di avvio di operatività dell'Acquirente unico in conformità delle direttive dell'Autorità di cui all'articolo 4, comma 6 del decreto legislativo n. 79/99, le disposizioni contenute nella presente sezione si applicano alle forniture di energia elettrica di cui all'articolo 4, comma 8, ultimo periodo, del medesimo decreto legislativo, nonché alle cessioni di energia elettrica tra imprese produttrici e imprese distributrici facenti parte dello stesso gruppo societario e alle cessioni di energia elettrica all'interno di un unico soggetto, tra le attività di produzione e di distribuzione dello stesso svolte, qualora tale energia elettrica sia destinata ai clienti del mercato vincolato.

25.2 Successivamente alla data di cui al comma 25.1, le disposizioni contenute nella presente sezione si applicano alle forniture di energia elettrica dall'Acquirente unico alle imprese distributrici, qualora tale energia sia destinata ai clienti del mercato vincolato.

25.3 Nei casi di cui ai commi 25.1 e 25.2, l'impresa distributrice acquirente, per la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato dalla stessa serviti, come definita all'articolo 27, è tenuta al pagamento del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso di cui all'articolo 26.

Articolo 26
Prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso

26.1 Sino alla data di cui al comma 25.1, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso si articola:

a) in una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, differenziata per le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, determinata dall'Autorità;

b) in una componente a copertura dei costi variabili di produzione di energia elettrica, non differenziata per fascia oraria, pari, in ciascun bimestre, al parametro *Ct*.

Articolo 27
Energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice

27.1 L'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui al comma 25.3 è pari, per ciascuna impresa distributrice e per ciascuna fascia oraria, alla differenza tra:

a) l'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice;
b) l'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice.

27.2 L'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa distributrice, è pari alla somma dell'energia elettrica:

a) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 13, colonna B, di cui all'allegato n. 2;
b) prelevata dai clienti del mercato vincolato connessi alla rete di trasmissione nazionale nell'ambito di competenza dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione fissato nella tabella 13, colonna A, di cui all'allegato n. 2;
c) immessa nella rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione virtuale, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione fissato nella tabella 13, colonna A, di cui all'allegato n. 2;

27.3 L'energia elettrica prelevata dalla rete dell'impresa distributrice, è pari alla somma dell'energia elettrica:

a) prelevata dalla rete dell'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 13, colonna B, di cui all'allegato n. 2;
b) prelevata dai clienti del mercato libero connessi alla rete dell'impresa distributrice, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, fissato nella tabella 13, colonna A, di cui all'allegato n. 2.

TITOLO 4

SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 28
Disposizioni generali

28.1 Ciascun misuratore che consenta la rilevazione oraria o per fascia oraria delle grandezze elettriche è sincronizzato con un unico riferimento a cura del soggetto

responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica.

28.2 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per i servizi di cui al comma 2.1, le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al presente titolo.

Articolo 29

Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica

29.1 Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

a) con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;
b) con riferimento ai punti di immissione relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

29.2 Il soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica è:

a) con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;
b) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;
c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

29.3 Il soggetto di cui al comma 29.2 trasmette al Gestore della rete la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate, per quanto necessario ai fini del compimento, da parte del medesimo Gestore della rete, degli adempimenti amministrativi di competenza.

29.4 Le misure dell'energia elettrica rilevate e registrate nei punti di immissione e di prelievo non possono essere utilizzate per finalità diverse da quelle relative ai servizi di trasporto e di vendita di cui al comma 2.2, salvo consenso scritto da parte del soggetto titolare dell'impianto di produzione dell'energia elettrica o del cliente finale a cui tali punti si riferiscono.

Articolo 30

Disposizioni relative ai clienti del mercato libero, ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in alta e altissima tensione e agli impianti di produzione di energia elettrica

30.1 Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di immissione e di prelievo relativi:

a) ai clienti del mercato libero;
b) ai clienti del mercato vincolato connessi in alta e altissima tensione;
c) ai soggetti titolari di impianti di produzione di energia elettrica.

30.2 I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:

a) consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;
b) essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
c) consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazione e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 29.2;
d) essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati ed a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

30.3 In alternativa a quanto previsto al comma 30.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 29.2 rende disponibili al cliente finale, su supporto digitale, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.

30.4 Nel caso in cui si verifichino irregolarità di funzionamento del misuratore, l'intervento di manutenzione è effettuato, entro 48 (quarantotto) ore dalla segnalazione automatica o dalla comunicazione, dal soggetto di cui al comma 29.1 che ne dà tempestiva informazione al cliente finale o al soggetto di cui al comma 29.2.

30.5 Per il periodo in cui si è verificata l'irregolarità di funzionamento di cui al comma 30.4, la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica è effettuata dal soggetto di cui al comma 29.2, sulla base dell'errore di misurazione accertato in sede di verifica del misuratore, con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata, ove lo stesso momento sia determinabile, oppure, nei casi di indeterminabilità, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata. Qualora non sia possibile determinare il suddetto errore di misurazione, la ricostruzione è effettuata con riferimento alle misure relative ad analoghi periodi o condizioni, tenendo conto di ogni altro elemento idoneo.

30.6 Il soggetto che ha diritto alla disponibilità delle misure dell'energia elettrica può richiedere in qualsiasi momento la verifica dei misuratori. Rimangono a carico del

richiedente le spese necessarie per la verifica. Nel caso in cui gli errori riscontrati risultino compresi entro i limiti di precisione previsti per il misuratore. Qualora gli errori riscontrati superino tali limiti, il soggetto di cui al comma 29.1 assume a proprio carico le spese di verifica e provvede al ripristino della funzionalità del medesimo misuratore.

Articolo 31

Disposizioni relative ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in media e bassa tensione

31.1 Al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo relativi ai clienti del mercato vincolato connessi a reti in media e bassa tensione si applica, fatto salvo quanto disposto dagli articoli 28 e 29, quanto previsto dalla deliberazione n. 200/99.

Articolo 32

Disposizioni relative ai punti di interconnessione

32.1 I misuratori consentono la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di interconnessione.

32.2 Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale da un'impresa distributrice è svolto conformemente alle specifiche tecniche e alle modalità definite dal Gestore della rete sulla base delle direttive emanate dell'Autorità con la deliberazione n. 138/00.

Articolo 33

Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica

33.1 Il servizio di misura dell'energia elettrica è remunerato attraverso i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui alla parte II, titolo 2.

PARTE III

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1

IMPOSIZIONE

Articolo 34
Fissazione delle componenti tariffarie A

34.1 Nel presente titolo vengono fissate le componenti tariffarie per l'adeguamento dei corrispettivi per il servizio di trasporto di cui al comma 2.1, lettera a), destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

34.2 Le componenti tariffarie di cui al comma 34.1 sono:

a) componente tariffaria A_2, per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000;
b) componente tariffaria A_3, per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
c) componente tariffaria A_4, per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto 26 gennaio 2000;
d) componente tariffaria A_5, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000;
e) componente tariffaria A_6, per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000;
f) componente tariffaria A_7, per la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000.

34.3 Le componenti tariffarie di cui al comma 34.2, lettere da a) a e), si applicano come maggiorazioni ai:

a) corrispettivi del servizio di trasporto di cui alla parte II, titolo 2, sezione 1 e titolo III, sezione 2, della medesima parte;
b) corrispettivi del servizio di trasporto di cui alla parte II, titolo 2, sezione 2, limitatamente agli usi finali delle imprese distributrici.

34.4 La componente tariffaria di cui al comma 34.2, lettera f), si applica come maggiorazione ai corrispettivi del servizio di trasporto di cui alla parte II, titolo 2,

sezione 2, per i soggetti che hanno la disponibilità degli impianti di produzione per i quali è prevista la compensazione della maggiore valorizzazione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000.

34.5 Le componenti tariffarie *A* alimentano i conti di gestione di cui al titolo 2, sezione 2, della presente parte.

34.6 I valori delle componenti tariffarie *A*, ad esclusione di quelli della componente tariffaria A_7, sono determinati dall'Autorità.

Articolo 35
Modalità di calcolo della componente tariffaria A_7

35.1 Nel presente articolo sono definite le modalità di calcolo della componente tariffaria A_7, espressa in centesimi di euro/kWh e applicata all'energia elettrica immessa in rete, per la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000.

35.2 Per gli anni dal 2001 al 2006, per ciascun impianto ed in ciascun bimestre, la componente tariffaria A_7 è pari alla quota, indicata al comma 35.3, della differenza tra il valore medio ponderato dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale nei diversi periodi di tempo del bimestre e il valore medio ponderato della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, per l'anno 2000, a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica di cui al comma 2.1, lettera a), della deliberazione n. 205/99, utilizzando come pesi le quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto nei diversi periodi di tempo del bimestre.

35.3 La quota di cui al comma 35.2 è pari al 75% per gli anni 2001 e 2002, al 50% per gli anni 2003 e 2004 e al 25% per gli anni 2005 e 2006.

35.4 In deroga a quanto previsto al comma 35.2 e con riferimento a specifici impianti, il soggetto che ne ha la disponibilità, ha facoltà di richiedere la rideterminazione della componente tariffaria A_7 di cui al comma 35.2, presentando una apposita domanda all'Autorità da cui dovranno risultare, a pena di irricevibilità, le seguenti informazioni relative agli anni dal 1997 al 1999:

a) livello dei costi operativi diretti dell'impianto, ivi inclusi gli ammortamenti calcolati sulla base di aliquote economico-tecniche;
b) livello del valore netto contabile dell'impianto, pari al valore lordo a cui l'impianto è iscritto nello stato patrimoniale al 31 dicembre al netto della consistenza del fondo ammortamento economico tecnico, dello stesso impianto;
c) denominazione dell'impianto e tipologia dell'impianto, specificando se trattasi di impianto ad acqua fluente, a serbatoio o a bacino;
d) data di entrata in esercizio, pari alla data in cui si è effettuato il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico nazionale;
e) data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto fissata dal produttore;

f) numero dei generatori elettrici dell'impianto e potenza nominale di ciascuno di essi espressa in kW;
g) potenza nominale dell'impianto, espressa in kW;
h) potenza efficiente lorda, espressa in kW;
i) potenza efficiente netta, espressa in kW;
j) produzione di energia elettrica lorda nel periodo dall'1 gennaio 1992 al 31 dicembre 1999, espressa in GWh;
k) produzione di energia elettrica netta dell'impianto nel periodo dall'1 gennaio 1992 al 31 dicembre 1999, espressa in GWh;
l) ore medie di funzionamento dell'impianto durante ciascuno degli ultimi tre anni per cui si dispone del dato, distinte in F1, F2, F3 e F4, espresse in ore/anno;
m) ore di fermata programmata dell'impianto durante ciascuno degli ultimi tre anni per cui si dispone del dato, espresse in ore/anno;
n) ore di fermata accidentale dell'impianto durante ciascuno degli ultimi tre anni per cui si dispone del dato, espresse in ore/anno;
o) potenza nominale media annua dell'impianto indicata nella concessione idroelettrica, espressa in kW;
p) producibilità dell'impianto, espressa in GWh;
q) producibilità attesa dell'impianto, espressa in GWh.

35.5 Le informazioni di cui al comma 35.4 sono fornite, ove possibile, anche su supporto informatico.

35.6 A seguito della richiesta di cui al comma 35.4, l'Autorità determina, entro 120 (centoventi) giorni dal ricevimento della domanda, i costi fissi medi unitari dell'impianto tenendo conto:

a) dei costi operativi diretti;
b) di una remunerazione del capitale investito calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto;
c) di una quota di costi comuni attribuibili all'impianto, espressa in termini percentuali rispetto al livello dei costi operativi diretti.

35.7 Il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta nel mercato nazionale rilevante ai fini della quantificazione della componente tariffaria A_7, è pari al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica di cui all'articolo 52.

35.8 Il Gestore della rete riscuote, contestualmente alla fatturazione del corrispettivo di cui all'articolo 16, la componente tariffaria A_7, a titolo di acconto e salvo conguaglio in seguito alla determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso di cui al comma 35.7.

35.9 Per l'anno 2001 il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica rilevante ai fini della quantificazione della componente tariffaria A_7 a titolo di acconto, come previsto dal comma 35.8, è pari al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ceduta ai clienti del mercato vincolato di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 238/00.

35.10 Per i soggetti che presentano la domanda di cui al comma 35.4, la componente tariffaria A_7 è quantificata, a titolo di acconto e salvo conguaglio in seguito alle determinazioni di cui al comma 35.6, in misura pari a quanto stabilito ai sensi del comma 35.2.

TITOLO 2

ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO

SEZIONE 1

ESAZIONE

Articolo 36
Disposizioni generali

36.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie *A*, della componente UC_4 e delle altre prestazioni patrimoniali imposte.

36.2 La Cassa definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti provvedono ai versamenti sui conti da essa gestiti.

Articolo 37
Esazione delle componenti tariffarie A_2, A_3, A_4, A_5, A_6 e A_7

37.1 Gli esercenti il servizio di trasporto di cui al comma 2.1, lettera a), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti tariffarie A_2, A_3, A_5, A_6, A_7, e la differenza, se positiva, tra il gettito della componente tariffaria A_4 e l'ammontare complessivo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 56.2, in relazione al servizio di trasporto di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.

37.2 Gli esercenti il servizio di trasporto di cui al comma 2.1, lettera a), comunicano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio fornito nel bimestre ad ogni cliente finale avente diritto alla componente tariffaria compensativa di cui al comma 56.2:

a) l'aliquota della componente tariffaria compensativa relativa a tale cliente finale;

b) il titolo in virtù del quale tale componente tariffaria compensativa viene riconosciuta a tale cliente finale.

Articolo 38
Esazione degli importi destinati al conto oneri per recuperi di continuità del servizio

38.1 Gli esercenti il servizio di trasporto di cui al comma 2.1, lettera a), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di trasporto di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo, gli

importi determinati sulla base delle componenti fissate nella tabella 14 di cui all'allegato n. 2.

38.2 Gli esercenti il servizio di trasporto di cui al comma 2.1, lettera a), versano inoltre alla Cassa le penalità dovute dagli esercenti nel caso di recuperi di continuità del servizio negativi di cui al comma 8.5 della deliberazione n. 202/99.

Articolo 39

Esazione della componente UC_4

39.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente UC_4, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

SEZIONE 2

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 40

Istituzione dei conti di gestione

40.1 Sono istituiti presso la Cassa:

a) il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A_2;
b) il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_3 e dalla componente tariffaria A_7;
c) il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dalla componente tariffaria A_4;
d) il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, su cui affluiscono le disponibilità del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, alimentato dalla componente tariffaria A_5;
e) il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dalla componente tariffaria A_6;
f) il Conto oneri per recuperi di continuità del servizio, alimentato dagli importi di cui ai commi 38.1 e 38.2;
g) il Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, alimentato dalla componente UC_1;
h) il Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, alimentato dalla componente UC_3;
i) il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74, e successivi aggiornamenti, alimentato dalla componente UC_4.

40.2 Con cadenza bimestrale la Cassa trasferisce sul Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione dell'energia elettrica nella transizione, eventuali differenze tra il gettito delle componenti tariffarie A_3 e A_7 e i contributi liquidati a valere sulle disponibilità del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

40.3 Entro centoventi giorni dal termine di ciascun bimestre, la Cassa trasmette all'Autorità un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, fornendo elementi utili per gli aggiornamenti delle corrispondenti componenti tariffarie.

40.4 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di cui al comma 40.1 per far fronte ad eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro.

Articolo 41
Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

41.1 Il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue viene utilizzato per il rimborso dei costi connessi sia alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e di chiusura del ciclo del combustibile nucleare, sia alle attività connesse e conseguenti che attengono a beni e rapporti giuridici conferiti alla società SOGIN Spa al momento della sua costituzione, ovvero siano svolte dalla società SOGIN Spa anche in consorzio con enti pubblici o altre società.

Articolo 42
Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

42.1 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore della rete per l'acquisto di energia elettrica ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del medesimo decreto legislativo.

42.2 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire, altresì, le residue competenze, relative a periodi precedenti l'1 gennaio 2001, inerenti le quote del prezzo di cessione di cui al secondo e al terzo capoverso del punto A, Titolo IV del provvedimento CIP 6/92, nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento, al netto della quota convenzionalmente a carico del Conto costi energia.

42.3 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo, la Cassa riconosce al Gestore della rete un importo corrispondente all'ammontare dell'IVA da corrispondere a valere sugli acquisti dell'energia elettrica effettuati in

attuazione del disposto dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 e non recuperabile in compensazione attraverso l'IVA a questi versata dagli acquirenti di detta energia elettrica ai sensi del decreto ministeriale.

42.4 Il riconoscimento viene effettuato dalla Cassa nella misura dello sbilancio, e del conseguente credito di imposta, generati dalla mancata compensazione di cui al comma precedente in relazione agli adempimenti IVA in carico al Gestore della rete complessivamente considerati.

42.5 Il Gestore della rete dichiara alla Cassa, entro il giorno 15 di ciascun mese, l'ammontare della differenza, su base mensile, tra i ricavi rinvenienti dalla vendita dell'energia elettrica secondo le modalità di cui alla deliberazione n. 223/00, nonché dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 ed i costi per l'acquisto di detta energia elettrica. Tale differenza comprende, altresì, gli oneri di natura tributaria e fiscale.

42.6 La Cassa provvede a versare al Gestore della rete, con valuta terzultimo giorno lavorativo di ciascun mese, l'ammontare di cui al comma 42.5.

42.7 Il Gestore della rete trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse all'acquisto e alla cessione dell'energia di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, nonché delle partite tributarie e fiscali complessive.

42.8 Gli importi liquidati dall'amministrazione finanziaria a fronte del credito di imposta che costituisce presupposto del riconoscimento di cui ai commi 42.3 e 42.4 e riscossi dal Gestore della rete sono da questo versati alla Cassa che li registra sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Articolo 43

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

43.1 Il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali viene utilizzato per il rimborso alle imprese distributrici delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 56.2.

43.2 Qualora la differenza di cui al comma 37.1 tra il gettito della componente tariffaria A_4 e l'ammontare complessivo della componente tariffaria compensativa risulti negativa, la Cassa, entro novanta giorni dal termine del bimestre, liquida tale differenza a favore dell'esercente.

Articolo 44

Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

44.1 Il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca viene utilizzato per la gestione delle disponibilità di pertinenza del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca.

44.2 La Cassa definisce con regolamento approvato dall'Autorità le modalità operative per la gestione, con separata evidenza contabile, del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, nel rispetto delle determinazioni di cui all'articolo 11 del decreto 26 gennaio 2000.

Articolo 45

Conto oneri per recupero continuità del servizio

45.1 Il Conto oneri per recupero continuità del servizio è utilizzato per il finanziamento dei riconoscimenti di costo a favore degli esercenti per recuperi di continuità del servizio positivi di cui al comma 8.5 della deliberazione n. 202/99, nonché per il finanziamento dell'eventuale riconoscimento, a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità delle istanze di cui all'articolo 9 della medesima deliberazione, dei costi sostenuti per il mantenimento dei livelli di continuità del servizio uguali o inferiori ai livelli nazionali di riferimento.

Articolo 46

Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato

46.1 Il Conto per la perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

Articolo 47

Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell' energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione

47.1 Il Conto per la perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione.

Articolo 48

Conto per le integrazioni tariffarie

48.1 Il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti viene utilizzato per la copertura degli oneri relativi alle integrazioni tariffarie di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

SEZIONE 3

GESTIONE DEL GETTITO DERIVANTE DALL'APPLICAZIONE DELLA COMPONENTE A_6

Articolo 49

Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione

49.1 Il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione viene utilizzato per il finanziamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 dell'onere relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione dell'energia elettrica come determinati dall'Autorità.

Articolo 50

Modalità di ammissione alla reintegrazione dei costi di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000

50.1 I soggetti aventi diritto alla reintegrazione dei costi di cui all'articolo 3, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 presentano all'Autorità apposita domanda di ammissione.

50.2 In allegato alla domanda di ammissione di cui al comma 50.1, i soggetti aventi diritto forniscono l'elenco di tutti gli impianti già realizzati, come individuati dall'articolo 1, comma 3, del decreto 26 gennaio 2000, di cui erano proprietari alla data del 19 febbraio 1997, specificando per ciascun impianto:

a) se l'impianto era già entrato in esercizio alla data del 19 febbraio 1997 o se alla medesima data erano state assunte obbligazioni contrattuali relativamente alla maggior parte, in valore, dei costi di costruzione;
b) se all'impianto sono o sono stati riconosciuti contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/89, CIP n. 34/90 e CIP n. 6/92, e successive modificazioni e integrazioni con l'indicazione del titolo in base al quale gli eventuali contributi sono stati riconosciuti ed il periodo di riconoscimento dei contributi stessi;
c) la data dell'eventuale cessazione di attività, dismissione o cessione, indicando, in quest'ultimo caso, il soggetto cessionario.

50.3 I soggetti di cui al comma 50.1, con riferimento a ciascun impianto di produzione di energia elettrica già entrato in esercizio alla data di presentazione della domanda, ad eccezione di quelli ai quali siano o siano stati riconosciuti i

contributi di cui al comma 50.2, lettera b), devono allegare le seguenti informazioni e dati:

a) denominazione dell'impianto e il comune nel quale l'impianto è localizzato;
b) tipologia dell'impianto, specificando per gli impianti idroelettrici se trattasi di impianto ad acqua fluente, a serbatoio, a bacino o di pompaggio;
c) data di entrata in esercizio;
d) data di entrata in esercizio commerciale.

50.4 I soggetti di cui al comma 50.1, con riferimento a ciascun impianto per il quale abbiano assunto obblighi contrattuali anteriormente alla data del 19 febbraio 1997, ad eccezione di quelli ai quali siano o siano stati riconosciuti i contributi di cui al comma 50.2, lettera b), e degli impianti soggetti alla compensazione della maggior valorizzazione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, devono fornire una dichiarazione da cui risultino:

a) le finalità e le caratteristiche tecniche dell'intervento, specificando se trattasi di intervento per la realizzazione di un impianto o altro tipo di intervento;
b) i lavori oggetto dell'intervento per la parte connessa agli obblighi contrattuali assunti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997;
c) lo stato di avanzamento dei lavori oggetto dell'intervento alla data del 19 febbraio 1997 e alla data di presentazione della domanda;
d) i costi relativi ai lavori di cui alla lettera b), i costi già sostenuti alla data di presentazione della domanda e quelli complessivi dell'intervento;
e) le penali previste nel caso di revoca o modifica degli obblighi contrattuali assunti;
f) la data effettiva o prevista di entrata in esercizio e la data effettiva o prevista di entrata in esercizio commerciale dell'impianto oggetto dell'intervento;
g) la producibilità o la produzione di energia elettrica effettiva o attesa dall'impianto oggetto dell'intervento.

50.5 Le informazioni e i dati di cui al presente articolo sono forniti, ove possibile, anche su supporto informatico.

Articolo 51
Richiesta di informazioni e dati

51.1 Contestualmente alla presentazione delle domande di cui al comma 50.1, i soggetti aventi diritto devono fornire, per ciascun impianto di produzione di energia elettrica già entrato in esercizio alla data di presentazione della domanda, ad eccezione di quelli ai quali siano o siano stati riconosciuti i contributi di cui al comma 50.2, lettera b), e degli impianti soggetti alla compensazione della maggior valorizzazione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), del decreto 26 gennaio 2000, le seguenti informazioni e dati:

a) numero dei generatori elettrici dell'impianto e la potenza nominale di ciascuno di essi espressa in kW;
b) potenza nominale dell'impianto espressa in kW al 19 febbraio 1999 e alla data di presentazione della domanda;

c) potenza efficiente lorda espressa in kW al 19 febbraio 1999 ed alla data di presentazione della domanda;
d) potenza efficiente netta espressa in kW al 19 febbraio 1999 ed alla data di presentazione della domanda;
e) produzione di energia elettrica lorda nel periodo dal 1992 al 1999 espressa in GWh;
f) produzione di energia elettrica netta nel periodo dal 1992 al 1999 espressa in GWh;
g) ore medie di funzionamento degli ultimi tre anni disponibili, distinte in ore di punta, ore di alto carico, ore di medio carico e ore di basso carico espresse in ore/anno;
h) ore di fermata programmata di ciascuno degli ultimi tre anni disponibili espresse in ore/anno;
i) ore di fermata accidentale di ciascuno degli ultimi tre anni disponibili espresse in ore/anno;

51.2 Per ciascun impianto termoelettrico già entrato in esercizio alla data di presentazione della domanda, ad eccezione di quelli ai quali siano o siano stati riconosciuti i contributi di cui al comma 50.2, lettera b), devono essere inoltre forniti i seguenti dati:

a) tipo di combustibile utilizzato negli ultimi tre anni disponibili, evidenziando eventuali vincoli all'utilizzo;
b) consumo specifico medio di combustibile riferito alla produzione di energia elettrica netta degli ultimi tre anni disponibili espresso in kcal/kWh.

51.3 Per ciascun impianto idroelettrico di pompaggio già entrato in esercizio alla data di presentazione della domanda, ad eccezione di quelli ai quali siano o siano stati riconosciuti i contributi di cui al al comma 50.2, lettera b), devono essere inoltre forniti i seguenti dati:

a) la potenza nominale media annua indicata nella concessione idroelettrica espressa in kW;
b) la producibilità espressa in GWh;
c) la producibilità attesa espressa in GWh.

51.4 Le informazioni e i dati di cui al presente articolo sono forniti, ove possibile, anche su supporto informatico.

Articolo 52

Determinazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica

52.1 Per gli anni 2000 e 2001 il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ceduta sul mercato nazionale ai fini dell'applicazione dell'articolo 5, commi 6 e 9, del decreto 26 gennaio 2000, per ciascuna impresa titolare di impianti rilevanti viene determinato come segue:

$$p_j = \frac{\sum_{i=1}^{4} p_{i,j}^{v} * Q_{i,j}^{v} + \sum_{i=1}^{4} p_{i,j}^{l} * Q_{i,j}^{l}}{\sum_{i}^{4} \left(Q_{i,j}^{v} + Q_{i,j}^{l} \right)} \quad \text{con } j = 1, ..., 6$$

dove:

i è la fascia oraria Fi, (i = 1,…,4);

$p_{i,j}^{v}$ è il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata al mercato vincolato nella fascia oraria Fi del bimestre j, determinato ai sensi dei commi 52.2 e 52.4, lettera a);

$Q_{i,j}^{v}$ è la quantità di energia elettrica destinata al mercato vincolato nella fascia oraria Fi del bimestre j prodotta, al netto dei consumi di centrale, importata ed acquistata da soggetti terzi nazionali, ad eccezione dell'energia elettrica importata sulla base di impegni contrattuali assunti anteriormente al 19 febbraio 1997 e dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, terzo periodo, del decreto legislativo n. 79/99;

$p_{i,j}^{l}$ è il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata al mercato libero determinato ai sensi dei commi 52.2 e 52.4, lettera b), nella fascia oraria *Fi* del bimestre j;

$Q_{i,j}^{l}$ è la quantità di energia elettrica destinata al mercato libero nella fascia oraria *Fi* del bimestre j prodotta, al netto dei consumi di centrale, importata ed acquistata da soggetti terzi nazionali, ad eccezione dell'energia elettrica importata sulla base di impegni contrattuali assunti anteriormente al 19 febbraio 1997 e dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, terzo periodo, del decreto legislativo n. 79/99.

52.2 Per l'anno 2000:

a) il prezzo $p_{i,j}^{v}$ è pari alla componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica di cui al comma 2.1, lettera a), della deliberazione n. 205/99;

b) il prezzo $p_{i,j}^{l}$ è pari alla somma algebrica della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 205/99 e dei fattori correttivi fissati nella tabella 15 di cui all'allegato n. 2, distinti per ciascuna fascia oraria Fi.

52.3 In deroga a quanto previsto al comma 52.2, lettera b), ciascuna impresa titolare di impianti rilevanti per la quale la maggiorazione di cui al comma 2.3, della deliberazione n. 231/00 sia stata pari a zero, ha facoltà di richiedere, entro e non oltre il 31 luglio 2001, la rideterminazione del prezzo $p_{i,j}^{l}$, presentando una apposita domanda all'Autorità da cui devono risultare:

a) la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero prodotta in ciascun bimestre dell'anno 2000 da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali;

b) la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero prodotta in ciascun bimestre dell'anno 2000 da impianti a cui si applica la maggiorazione di cui al comma 2.3, della deliberazione n. 231/00.

52.4 Per l'anno 2001:

a) il prezzo $p^{v}_{i,j}$ è pari alla somma:
- della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 238/00;
- della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi variabili di produzione di cui al comma 2.1, lettera b), della deliberazione n. 205/99;

b) il prezzo $p^{l}_{i,j}$ è pari alla somma:
- della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 238/00 e dei fattori correttivi in ciascuna fascia oraria *Fi* determinati con successivo provvedimento dell'Autorità;
- della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi variabili di produzione di cui al comma 2.1, lettera b), della deliberazione n. 205/99.

52.5 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 5, del decreto 26 gennaio 2000, le quantità $Q^{v}_{i,j}$ e $Q^{l}_{i,j}$ comprendono l'energia elettrica importata e acquistata da parte di tutte le società riconducibili all'impresa produttrice-distributrice.

Articolo 53

Determinazione dei costi unitari variabili riconosciuti

53.1 Nel presente articolo vengono definiti i criteri per la determinazione del costo unitario variabile riconosciuto per ciascun impianto rilevante, di seguito qualificato come costo variabile riconosciuto.

53.2 Il costo variabile riconosciuto per ciascun impianto rilevante *n* nella titolarità di un'unica impresa viene determinato come segue:

$$cv_{j,n} = \overline{cv_{j,n}} * \left(\frac{Q_{j,n}}{E_{j,n}} * \frac{\sum_{n=1}^{N} E_{j,n}}{\sum_{n=1}^{N} Q_{j,n}} \right) \quad \text{con } j = 1,\dots,6$$

dove:
- $\overline{cv_{j,n}}$ è il costo unitario variabile dell'impianto rilevante *n* determinato ai sensi dei commi 53.3 e 53.4;
- $Q_{j,n}$ è la quantità di energia elettrica immessa in rete nel bimestre *j* dall'impianto rilevante *n*;

- $E_{j,n}$ è per la produzione di riferimento dell'impianto rilevante *n* nel bimestre *j* di cui al comma 53.5;
- $\sum_{n=1}^{N} Q_{j,n}$ è la quantità di energia elettrica immessa in rete nel bimestre *j* dall'insieme degli *N* impianti rilevanti dell'impresa;
- $\sum_{n=1}^{N} E_{j,n}$ è la somma della produzione di riferimento dell'insieme degli *N* impianti rilevanti dell'impresa nel bimestre *j*.

53.3 Per ciascun impianto rilevante *n* che utilizza combustibili fossili commerciali $\overline{cv_{j,n}}$:

a) è pari a zero, nell'anno 2000;
b) è pari al parametro *Ct*, nell'anno 2001;
c) per gli anni successivi è determinato dall'Autorità con successivo provvedimento, differenziandolo per tipologia di impianto a partire dalla piena operatività del mercato elettrico.

53.4 Per gli anni 2000 e 2001, per ciascun impianto rilevante *n* idroelettrico di pompaggio $\overline{cv_{j,n}}$ è pari al prodotto tra:

a) il valore medio dell'energia elettrica utilizzata dall'impianto nel bimestre *j* ai fini del pompaggio, pari alla media dei prezzi $p_{i,j}^{v}$ di cui ai commi 52.2 e 52.4, lettera a), ponderati per le quantità; e
b) un fattore correttivo pari in ciascun bimestre *j* al rapporto tra l'energia elettrica utilizzata dall'impianto nel bimestre *j* ai fini del pompaggio e l'energia elettrica prodotta dall'impianto nel medesimo bimestre *j*.

53.5 La produzione di riferimento dell'impianto rilevante *n* nel bimestre *j* è pari al prodotto tra il livello della producibilità convenzionale dell'impianto di cui all'articolo 5, comma 8, del decreto 26 gennaio 2000, ed il minor valore tra 1 e il rapporto tra P ed M, dove:

- P è il totale dell'energia elettrica prodotta, al netto dei consumi di centrale, da tutti gli impianti nella titolarità dell'impresa, importata ed acquistata da soggetti terzi nazionali, ad eccezione dell'energia elettrica importata sulla base di impegni contrattuali assunti anteriormente al 19 febbraio 1997 e dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, terzo periodo, del decreto legislativo n. 79/99;
- M è la somma delle producibilità convenzionali di tutti gli impianti rilevanti.

53.6 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 5, del decreto 26 gennaio 2000, la produzione di energia elettrica di riferimento di cui all'articolo 5, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000 comprende l'energia elettrica importata e acquistata da parte di tutte le società riconducibili all'impresa produttrice-distributrice.

Articolo 54

Aggiornamento dei parametri RR

54.1 Per ciascun impianto rilevante il parametro *RR* è aggiornato annualmente, entro il 31 dicembre dell'anno precedente dall'Autorità. Il valore del parametro *RR* negli anni successivi all'anno 2000 è ottenuto applicando al valore dello stesso parametro nell'anno precedente:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi fissi, pari, per tutto il periodo di applicazione del meccanismo, al 4%;
c) la variazione del livello dei costi fissi dovuta all'entrata in esercizio di investimenti connessi a obblighi contrattuali assunti anteriormente al 19 febbraio 1997.

54.2 Per ciascun impianto rilevante il parametro RR viene annualmente corretto per tenere conto di eventuali ricavi e contributi relativi all'attività di produzione ed ulteriori rispetto a quelli derivanti dalla cessione dell'energia elettrica.

PARTE IV

REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 55

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

55.1 Le aliquote delle componenti tariffarie *A* dovute da soggetti parti di contratti di cui al 2.2, lettere da d) a f), per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh sono pari a 0.

55.2 Le componenti tariffarie *A* e *UC* si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità all'energia elettrica:

a) ceduta alle utenze sottese di cui all'articolo 45 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 nei limiti della loro spettanza a titolo di sottensione;
b) ceduta dall'Enel Spa alla società Ferrovie dello Stato Spa ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
c) ceduta dall'Enel Spa alla società Terni Spa e sue aventi causa eccedente i quantitativi previsti dall'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165;
d) fornita ai comuni rivieraschi e non destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'articolo 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
e) fornita in alta e altissima tensione per la produzione di alluminio primario di cui al decreto 19 dicembre 1995.

55.3 Per i soggetti per i quali il comma 55.2, lettere da a) a d), prevede l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta, le disposizioni di cui al comma 55.1 si applicano solo ai consumi eccedenti i quantitativi per i quali è prevista l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta.

55.4 Le componenti tariffarie *A* e *UC* non si applicano all'energia elettrica fornita dall'Enel Spa, ai sensi e per la durata prevista dall'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel Spa e sue aventi causa.

55.5 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera c), con potenza impegnata inferiore o uguale a 1,5 kW, le componenti tariffarie A sono applicate unicamente con aliquote espresse in centesimi di euro/kWh pari a quelle previste per i clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a).

55.6 Le componenti tariffarie *A* ed *UC* non si applicano all'energia elettrica consumata dagli esercenti per gli usi direttamente connessi allo svolgimento delle seguenti attività, ivi inclusi gli usi di illuminazione::

a) trasmissione e dispacciamento;
b) distribuzione;
c) vendita ai clienti del mercato vincolato;

55.7 La deroga di cui al comma 55.6 si applica anche ai clienti finali nella cui disponibilità si trova una porzione della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99.

Articolo 56
Modalità applicative

56.1 Le norme previste dal presente articolo si applicano ai clienti finali a cui, alla data del 31 dicembre 1999, si applicavano aliquote della parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate, ovvero, anche disgiuntamente, aliquote della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela ad eccezione delle forniture effettuate dalle imprese elettriche degli enti locali ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali.

56.2 A ciascun cliente finale di cui al comma 56.1, l'esercente il servizio di trasporto applica una componente tariffaria compensativa, espressa in centesimi di euro/kWh, pari alla differenza tra:

a) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione delle condizioni tariffarie previste per tali clienti dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999, al netto delle imposte e delle componenti inglobate nella parte A della tariffa;
b) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione a tale cliente dei corrispettivi previsti per il servizio di trasporto di cui alla parte II, titolo 2 e per il servizio di vendita di cui alla parte II, titolo 3, al netto delle componenti tariffarie *A* e *UC*.

56.3 Gli addebiti di cui al comma 56.2, lettera b), per ciascun cliente finale sono pari al minor valore tra:

a) la somma degli addebiti risultanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria più conveniente per tale cliente tra le opzioni tariffarie base offerte dall'esercente per il servizio di trasporto e degli addebiti risultanti dai corrispettivi previsti per il servizio di vendita;

b) la somma degli addebiti risultanti dall'applicazione dell'opzione tariffaria TV1, di cui al comma 6.2, e degli addebiti risultanti dai corrispettivi previsti per il servizio di vendita.

56.4 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa, di cui al comma 56.2, gli addebiti di cui alla lettera a) del medesimo comma vengono determinati, nel caso in cui l'opzione tariffaria più conveniente non preveda una componente espresso in centesimi di euro/kW impegnato, utilizzando, per la definizione della potenza impegnata, il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenza impegnata relativo all'ultimo anno di disponibilità di tale informazione.

56.5 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 56.2, il valore di riferimento della parte B della tariffa da utilizzare per determinare le condizioni tariffarie previste per un cliente finale dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999 è pari, per ciascun bimestre, a partire dal primo bimestre dell'anno 2000, all'aliquota della parte B della tariffa applicabile a tale cliente nel bimestre precedente, indicizzata applicando una variazione percentuale uguale a quella registrata dal parametro *Ct* nello stesso bimestre. Nel caso di forniture in alta e altissima tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto 19 dicembre 1995, l'indicizzazione si applica solo qualora la variazione bimestrale del parametro *Ct* sia risultata positiva.

56.6 Oltre a quanto previsto al comma 56.2, al termine di ciascun periodo di fatturazione l'impresa distributrice accredita al cliente finale ammesso al regime tariffario speciale, in riduzione degli addebiti tariffari relativi a tale periodo, la differenza, se positiva, tra quanto addebitato al cliente nel periodo di fatturazione applicando l'opzione tariffaria base prescelta e quanto sarebbe stato addebitato nello stesso periodo applicando l'opzione tariffaria TV1.

56.7 L'esercente riconosce, ad un cliente finale, la componente tariffaria compensativa di cui al comma 56.2 anche nel caso in cui tale cliente acquisisca la qualifica di cliente idoneo.

56.8 L'esercente è tenuto a dare separata evidenza contabile degli storni di ricavo derivanti dall'applicazione della componente tariffaria compensativa di cui al comma 56.2.

Articolo 57

Energia elettrica ceduta alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670

57.1 Sono a carico dei concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico i corrispettivi del servizio di trasporto ed ogni altro onere connesso all'energia elettrica ceduta gratuitamente alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670.

Allegato n. 1

MODULI PER LA PROPOSTA DELLE OPZIONI TARIFFARIE BASE, SPECIALI E ULTERIORI

DI CUI AL COMMA 4.2 DEL TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS IN MATERIA DI CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER I SERVIZI DI TRASPORTO, DI MISURA E DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA (DI SEGUITO: TESTO INTEGRATO)

Istruzioni per la compilazione dei moduli

I moduli, suddivisi in Quadri, comprendono:

- **Modulo 1**: Informazioni generali per tutte le opzioni tariffarie base, speciali e ulteriori che l'esercente intende offrire
- **Modulo 2**: Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.1 del Testo Integrato
- **Modulo 3**: Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.2 del Testo Integrato
- **Modulo 4**: Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita a clienti del mercato vincolato, predisposte ai sensi dell'articolo 21 del Testo Integrato
- **Modulo 5**: Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita per utenze domestiche in bassa tensione, predisposte ai sensi dell'articolo 23 del Testo Integrato

Ai fini della compilazione dei moduli va notato che:

- Ai sensi del comma 5.1 del Testo Integrato, ciascun esercente è tenuto a proporre almeno un'opzione tariffaria base per il servizio di trasporto ai clienti finali attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) ad f) del medesimo Testo Integrato. A titolo esemplificativo, l'esercente che disponga di una rete di distribuzione in media tensione, indipendentemente dalla presenza di clienti connessi a tale reti, deve proporre almeno un'opzione base per la tipologia "utenze in media tensione di illuminazione pubblica" ed un'opzione tariffaria base per la tipologia "altre utenze in media tensione".

- Ciascuna opzione tariffaria base deve essere compatibile con il vincolo V2, di cui al comma 8.1, definito con riferimento alla tariffa TV2 di seguito riportata:

Tipologia contrattuale	α_1 centesimi di euro/punto di prelievo per anno	α_2 centesimi di euro/kW per anno	α_3 centesimi di euro/kWh
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	6.094,0400	0,3600
Altre utenze in bassa tensione	5.760,5600	3.275,7000	0,5100
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	3.088,7600	0,3400
Altre utenze in media tensione	130.841,7700	3.622,0700	0,5200
Utenze in alta e altissima tensione	7.255.855,3300	-	0,4700

Modulo 1 - Informazioni generali per tutte le opzioni tariffarie base, speciali e ulteriori che l'esercente intende offrire

QUADRO 1 - DATI ESERCENTE

L'esercente riporta la propria denominazione (ditta, ragione sociale, denominazione sociale), indica il proprio codice fiscale e riporta il proprio codice esercente come comunicato dagli Uffici dell'Autorità (es. E567). La denominazione ed il codice esercente, devono essere riportate in ciascuna delle pagine che compongono il modulo.

1.1 - DENOMINAZIONE	
1.2 - CODICE FISCALE	
1.3 - CODICE ESERCENTE	E

QUADRO 2 - ELENCO DELLE OPZIONI TARIFFARIE BASE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

L'esercente riporta l'elenco delle opzioni tariffarie base proposte all'Autorità per il servizio di trasporto. Per ciascuna opzione è richiesta l'indicazione di un Codice identificativo opzione, della Tipologia contrattuale alla quale l'opzione si riferisce (le tipologie sono elencate al comma 2.2 del Testo Integrato), della Denominazione opzione, così come specificato nelle schede relative alle singole opzioni (si veda il Modulo 2). Le informazioni riportate in questo quadro devono essere coerenti con quelle indicate nelle schede individuali riferite a ciascuna opzione base. Per il servizio di trasporto ciascun esercente è tenuto a proporre almeno un'opzione tariffaria base per ogni tipologia contrattuale (escluse le utenze domestiche) relativa ai livelli di tensione per i quali l'impresa dispone di reti di distribuzione.

	a - Codice identificativo opzione	b - Tipologia contrattuale	c - Denominazione opzione
2.1			
2.2			
2.3			
2.4			
2.5			
2.6			
…			

QUADRO 3 - ELENCO DELLE OPZIONI TARIFFARIE SPECIALI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

L'esercente riporta l'elenco delle opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto. Sono richieste le stesse informazioni previste per le opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto.

	a - Codice identificativo opzione	b - Tipologia contrattuale	c - Denominazione opzione
3.1			
3.2			
3.3			
3.4			
3.5			
3.6			
…			

Modulo 1 - Informazioni generali per tutte le opzioni tariffarie base, speciali e ulteriori che l'esercente intende offrire

denominazione esercente	
codice esercente	E

QUADRO 4 - ELENCO DELLE OPZIONI TARIFFARIE ULTERIORI PER IL SERVIZIO DI VENDITA A CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO

L'esercente riporta l'elenco delle opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita a clienti del mercato vincolato (diversi dalle utenze domestiche) previste dall'articolo 21 del Testo Integrato. Sono richieste le stesse informazioni previste per le opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto.

	a - Codice identificativo opzione	b - Tipologia contrattuale	c - Denominazione opzione
4.1			
4.2			
4.3			
4.4			
4.5			
4.6			
…			

QUADRO 5 - ELENCO DELLE OPZIONI TARIFFARIE ULTERIORI PER IL SERVIZIO DI VENDITA PER UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE

L'esercente riporta l'elenco delle opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita per utenze domestiche in bassa tensione previste dall'articolo 23 del Testo Integrato. Sono richieste le stesse informazioni previste per le opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto.

	a - Codice identificativo opzione	b - Tipologia contrattuale	c - Denominazione opzione
5.1			
5.2			
5.3			
5.4			
5.5			
5.6			
…			

Modulo 2 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.1 del Testo Integrato

denominazione esercente	
codice esercente	E

Quadro 1 - DESCRIZIONE

A ciascuna opzione base per il servizio di trasporto l'esercente assegna un nome (denominazione opzione) e un codice (codice identificativo opzione). Il nome e il codice devono corrispondere a quanto indicato nel Modulo 1. Il codice identificativo dell'opzione viene poi riportato in testa ad ogni pagina del presente Modulo 2.

1.1 - Denominazione opzione

1.2 - Codice identificativo opzione

L'esercente riporta la tipologia contrattuale (così come definita al comma 2.2 del Testo Integrato) alla quale l'opzione stessa si riferisce. Inoltre, qualora l'accesso all'opzione fosse sottoposto a particolari condizioni (per esempio potenza a disposizione superiore a una certa soglia), indica il sottoinsieme di contratti ai quali l'opzione è destinata (per esempio: contratti con potenza a disposizione superiore a 100 kW).

1.3 - Tipologia contrattuale

1.4 - Sottoinsieme della tipologia ai quali è destinata l'opzione

L'esercente indica il tipo di opzione oggetto della scheda. Sono state indicate alcune possibili tipi di opzione (monoraria, bioraria, multioraria, e altro); se l'esercente propone un'opzione che non rientra nei tipi previsti deve specificarne le caratteristiche.

1.5 - Tipo di opzione

- [ ] Monoraria
- [ ] Bioraria
- [ ] Multioraria
- [ ] Doppio impegno di potenza
- [ ] Durata inferiore all'anno
- [ ] altro — 1.6 - specificare

Modulo 2 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.1 del Testo Integrato

denominazione esercente	
codice esercente	E

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione	

Quadro 2 - CORRISPETTIVI

2.1 - L'opzione tariffaria (che ai sensi Testo Integrato non comprende le componeneti CCA, A e UC) prevede corrispettivi unitari pari a quelli della tariffa TV2 di cui all'articolo 8 del Testo Integrato (come riportata nelle Istruzioni per la compilazione)?

SI	
NO	

2.2 - Se la risposta è sì, non è necessario compilare il resto del Quadro 2.
Se la risposta è no, seguire le istruzioni del punto 2.3.

2.3 - Corrispettivi unitari

Nel caso in cui sia stata barrata la casella NO al precedente punto 2.1, l'esercente riporta le componenti unitarie previste dall'opzione proposta. Per ciascuna componente tariffaria l'esercente indica (a) l'unità di misura nella quale è espressa (centesimi euro/punto di prelievo per anno, centesimi euro/kW per anno, centesimi euro/kWh, ecc.) e (b) il valore unitario (che non comprende le componenti CCA, A e UC). Nella colonna (c) – Note – l'esercente riporta eventuali restrizioni al campo di applicazione. Per esempio, nel caso di opzioni multiorarie nelle note l'esercente indica la fascia oraria nella quale viene applicato il corrispettivo.

2.3.1 - Corrispettivi fissi

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.3.2 - Corrispettivi di potenza

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.3.3 - Corrispettivi di energia

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

Modulo 2 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.1 del Testo Integrato

denominazione esercente

codice esercente E

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione

Quadro 3 - MODALITA' APPLICATIVE

3.1 - Nozione di potenza

3.1.1 - La nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza è quella di cui all'articolo 1 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

3.1.2 - Se la risposta è no, specificare la nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza

3.2 - Maggiorazioni sui superi

L'esercente indica se sono previste maggiorazioni dei corrispettivi per prelievi di potenza che vadano oltre determinate soglie . In caso affermativo, dovrà specificare la soglia al di là della quale scattano le maggiorazioni (ad esempio potenza disponibile) e descrivere le maggiorazioni (corrispettivi).

3.2.1 - Sono previste maggiorazioni dei corrispettivi di potenza per prelievi che superino determinate soglie?

SI ☐ **NO** ☐

3.2.2 - Se la risposta è sì, come viene identificata la soglia al di là della quale scattano le maggiorazioni?

3.2.3 - Descrizione delle eventuali maggiorazioni

3.3 - Fasce orarie

3.3.1 - L'opzione presenta corrispettivi differenziati per fasce orarie?

SI ☐ **NO** ☐

3.3.2 - Se la risposta è sì, dette fasce orarie sono quelle previste all'articolo 1 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

3.3.3 - Se la risposta è no, è necessario specificare la definizione di fasce orarie applicata

3.4 - Modalità di applicazione dei corrispettivi di potenza

Nel caso di differenziazione oraria dei corrispettivi di potenza l'esercente ne precisa le modalità di addebito. L'esercente barra la casella relativa alla modalità a) se i corrispettivi unitari di potenza espressi in centesimi di euro/kW sono riferiti in relazione alla potenza incrementale, così come era previsto dal provvedimento CIP n. 44/80 e successive modificazioni in materia di tariffe multiorarie. Altrimenti l'esercente barra la lettera b) e specifica le modalità di addebito.

3.4.1 - Come vengono applicati i corrispettivi di potenza, quando sono differenziati per fascia oraria?

a) calcolati sulla potenza incrementale ☐

b) altro ☐

3.4.2 - Specificare le modalità applicative se si sceglie la voce b)

3.5 - Altre modalità applicative

Modulo 2 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.1 del Testo Integrato

denominazione esercente	
codice esercente	**E**

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione	

Quadro 4 - DICHIARAZIONE

L'esercente, per ciascuna opzione tariffaria base per il servizio di trasporto, dichiara la compatibilità di tale opzione con il vincolo V2.

Il sottoscritto ____

____

dichiara che l'opzione tariffaria base per il servizio di trasporto identificata con il codice __________________________________e denominata ______________________

____

è compatibile con il vincolo V2, di cui al comma 8.1 del Testo Integrato.

Data

Firma

Modulo 3 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.2 del Testo Integrato

denominazione esercente	
codice esercente	E

Quadro 1 - DESCRIZIONE

A ciascuna opzione speciale per il servizio di trasporto l'esercente assegna un nome (denominazione opzione) e un codice (codice identificativo opzione). Il nome e il codice devono corrispondere a quanto indicato nel Modulo 1. Il codice identificativo dell'opzione viene poi riportato in testa ad ogni pagina del presente Modulo 3.

1.1 - Denominazione opzione	
1.2 - Codice identificativo opzione	

L'esercente riporta la tipologia contrattuale (così come definita al comma 2.2 del Testo Integrato) alla quale l'opzione stessa si riferisce. Inoltre, qualora l'accesso all'opzione sia sottoposto a particolari condizioni (per esempio potenza a disposizione superiore a una certa soglia), indica il sottoinsieme di contratti ai quali l'opzione è destinata (per esempio: contratti con potenza a disposizione superiore a 100 kW).

1.3 - Tipologia contrattuale	

1.4 - Sottoinsieme della tipologia al quale viene offerta l'opzione

L'esercente indica, quindi, il tipo di opzione oggetto della scheda (monoraria, bioraria, multioraria, e altro).

1.5 - Tipo di opzione	

Quadro 2 - CORRISPETTIVI

2.1 - Corrispettivi unitari

L'esercente riporta di seguito i corrispettivi unitari previsti dall'opzione proposta (che non comprendono le componenti A e UC e la componente CCA). Per ciascun corrispettivo l'esercente indica (a) l'unità di misura nella quale è espressa (centesimi euro/punto di prelievo per anno, centesimi euro/kW per anno, centesimi euro/kWh, ecc.) e (b) il valore unitario (che non comprende le componenti A e UC e la componente CCA). Nella colonna (c) – Note – l'esercente riporta eventuali restrizioni al campo di applicazione ed indica se ed in quale proporzione il corrispettivo è a copertura di costi associati a previsioni contrattuali diverse e migliorative rispetto a quelle fissate dalla deliberazione n. 200/99.

2.1.1 - Corrispettivi fissi

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.1.2 - Corrispettivi di potenza

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.1.3 - Corrispettivi di energia

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

Modulo 3 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.2 del Testo Integrato

denominazione esercente	
codice esercente	E

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione

Quadro 3 - MODALITA' APPLICATIVE

3.1 - Nozione di potenza

3.1.1 - La nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza è quella di cui all'articolo 1 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

3.1.2 - Se la risposta è no, specificare la nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza

3.2 - Maggiorazioni sui superi

L'esercente indica se sono previste maggiorazioni dei corrispettivi per prelievi di potenza che vadano oltre determinate soglie . In caso affermativo, dovrà specificare la soglia al di là della quale scattano le maggiorazioni (ad esempio potenza disponibile) e descrivere le maggiorazioni (corrispettivi).

3.2.1 - Sono previste maggiorazioni dei corrispettivi di potenza per prelievi che superino determinate soglie?

SI ☐ **NO** ☐

3.2.2 - Se la risposta è sì, come viene identificata la soglia al di là della quale scattano le maggiorazioni?

3.2.3 - Descrizione delle eventuali maggiorazioni

3.3 - Fasce orarie

3.3.1 - L'opzione presenta corrispettivi differenziati per fasce orarie?

SI ☐ **NO** ☐

3.3.2 - Se la risposta è sì, dette fasce orarie sono quelle previste all'articolo 1 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

3.3.3 - Se la risposta è no, è necessario specificare la definizione di fasce orarie applicata

3.4 - Modalità di applicazione dei corrispettivi di potenza

Nel caso di differenziazione oraria dei corrispettivi di potenza l'esercente ne precisa le modalità di addebito. L'esercente barra la casella relativa alla modalità a) se i corrispettivi unitari di potenza espressi in centesimi di euro/kW sono riferiti in relazione alla potenza incrementale, così come era previsto dal provvedimento CIP n. 44/80 e successive modificazioni in materia di tariffe multiorarie. Altrimenti l'esercente barra la lettera b) e specifica le modalità di addebito.

3.4.1 - Modalità di applicazione dei corrispettivi di potenza, quando sono differenziati per fascia oraria.

a) calcolati sulla potenza incrementale ☐
b) altro ☐

3.4.2 - Specificare le modalità applicative se si sceglie la voce b)

3.5 - Altre modalità applicative

Modulo 3 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.2 del Testo Integrato

denominazione esercente	
codice esercente	E

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione ____________

Quadro 4 - ISTANZA DI APPROVAZIONE

Istanza di approvazione dell'opzione tariffaria speciale per il servizio di trasporto, ai sensi del comma 3.4 del Testo Integrato. Nell'istanza si precisa se si intende richiedere il riconoscimento di maggiori ricavi ammessi a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base per il servizio trasporto.

Ai sensi del comma 3.4 del Testo Integrato il sottoscritto ___________________________________

____

presenta istanza per l'approvazione dell'opzione tariffaria speciale per il servizio di trasporto identificata

con il codice ____

e denominata ____

A tal fine SI RICHIEDE / NON SI RICHIEDE (*) il riconoscimento di maggiori ricavi ammessi a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto.

Data Firma

(*) cancellare la voce che non interessa

Quadro 5 - INFORMAZIONI RELATIVE AI SERVIZI ASSOCIATI ALLE OPZIONI TARIFFARIE SPECIALI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

5.1 - Documentazione di cui al comma 3.5, lettera a, del Testo Integrato

L'esercente descrive le caratteristiche degli eventuali servizi aggiuntivi associati all'opzione, specificando le eventuali previsioni contrattuali migliorative rispetto a quelle fissate dalla deliberazione n. 200/99

5.2 - Stime dell'ambito di applicazione di cui al comma 3.5, lettera b, del Testo Integrato

L'esercente fa una stima del numero di clienti finali, della potenza complessivamente impegnata e dei consumi complessivi che si attende di ottenere dall'opzione tariffaria in oggetto.

N.Clienti	Potenza impegnata	Consumo annuo

Modulo 3 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto, predisposte ai sensi del comma 5.2 del Testo Integrato

denominazione esercente	
codice esercente	E

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione

(CONTINUA)

Quadro 5 - INFORMAZIONI RELATIVE AI SERVIZI ASSOCIATI ALLE OPZIONI TARIFFARIE SPECIALI PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

5.3 - Prospetto analitico dei costi aggiuntivi di cui al comma 3.5, lettera c, del Testo Integrato

L'esercente elenca i documenti, allegati alla presente scheda individuale, nei quali vengono fornite informazioni dettagliate circa i costi aggiuntivi che la prestazione del servizio associato a tale opzione comporta rispetto a quello associato alle opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto. Tale punto deve essere compilato solo nel caso in cui si intenda richiedere il riconoscimento di maggiori ricavi ammessi.

5.4 - Attestazione di cui al comma 3.5, lettera d, del Testo Integrato.

Da compilarsi solo nel caso in cui si intenda richiedere il riconoscimento di maggiori ricavi ammessi.

Modulo 4 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita a clienti del mercato vincolato, predisposte ai sensi dell'articolo 21 del Testo Integrato;

denominazione esercente	
codice esercente	E

Quadro 1 - DESCRIZIONE

A ciascuna opzione ulteriore per il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato (predisposta ai sensi dell'articolo 21 del Testo Integrato) l'esercente assegna un nome (denominazione opzione) e un codice (codice identificativo opzione). Il nome e il codice devono corrispondere a quanto indicato nel Modulo 1. Il codice identificativo dell'opzione viene riportato in testa ad ogni pagina del presente modulo 4.

1.1 - Denominazione opzione

1.2 - Codice identificativo opzione

L'esercente riporta la tipologia contrattuale (così come definita al comma 2.2 del Testo Integrato) alla quale l'opzione stessa si riferisce. Inoltre, qualora l'accesso all'opzione sia sottoposto a particolari condizioni (per esempio potenza a disposizione superiore a una certa soglia), indica il sottoinsieme di contratti ai quali l'opzione è destinata (per esempio: contratti con potenza a disposizione superiore a 100 kW).

1.3 - Tipologia contrattuale

1.4 - Sottoinsieme della tipologia al quale viene offerta l'opzione

L'esercente indica, quindi, il tipo di opzione oggetto della scheda (monoraria, bioraria, multioraria, e altro).

1.5 - Tipo di opzione

Quadro 2 - CORRISPETTIVO A COPERTURA DEI COSTI DI ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1 - Corrispettivo a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica.

L'esercente specifica il corrispettivo a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica che intende presentare oltre alla componente CCA di cui all'articolo 20 del Testo Integrato.

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.2 - Altre specifiche

L'esercente, ove rilevante, descrive le altre caratteristiche specifiche del corrispettivo

Modulo 4 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita a clienti del mercato vincolato, predisposte ai sensi dell'articolo 21 del Testo Integrato;

denominazione esercente	
codice esercente	**E**

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione

Quadro 3 - MODALITA' APPLICATIVE

3.1 - Fasce orarie

L'esercente indica se il corrispettivo è applicato per fasce orarie e specifica la definizione di fasce orarie rilevante.

3.1.1 - L'opzione presenta corrispettivi differenziati per fasce orarie?

SI ☐ **NO** ☐

3.1.2 - Se la risposta è sì, dette fasce orarie sono quelle previste all'articolo 1 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

3.1.3 - Se la risposta è no, è necessario specificare la definizione di fasce orarie applicata

3.2 - Altre modalità applicative

L'esercente, ove rilevante, indica altre modalità applicative associate all'opzione tariffaria

Modulo 4 - Modulo individuale per la proposta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita a clienti del mercato vincolato, predisposte ai sensi dell'articolo 21 del Testo Integrato;

denominazione esercente	
codice esercente	**E**

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione

Quadro 4 - DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE CARATTERISTICHE DELL'OPZIONE TARIFFARIA ULTERIORE PER IL SERVIZIO DI VENDITA A CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO

4.1 - Descrizione delle caratteristiche dell'opzione che la differenziano dalla componente CCA, nonchè dei servizi ad essa associati.

L'esercente descrive le caratteristiche dell'opzione tariffaria ulteriore per il servizio di vendita a clienti del mercato vincolato evidenziando le differenze rispetto alla componente CCA. L'esercente descrive, inoltre, gli eventuali servizi aggiuntivi associati all'opzione.

4.2 - Stime dell'ambito di applicazione

L'esercente fa una stima del numero di clienti finali, della potenza complessivamente impegnata e dei consumi complessivi che si attende di ottenere dall'opzione tariffaria in oggetto.

N.Clienti	Potenza impegnata	Consumo annuo

Modulo 5 - Modulo individuale per la propsta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita per utenze domestiche in bassa tensione, predisposte ai sensi dell'articolo 23 del Testo Integrato.

denominazione esercente	
codice esercente	E

Quadro 1 - DESCRIZIONE

A ciascuna opzione ulteriore per il servizio di trasporto e vendita per utenze domestiche in bassa tensione (predisposta ai sensi dell'articolo 23 del Testo Integrato) l'esercente assegna un nome (denominazione opzione) e un codice (codice identificativo opzione). Il nome e il codice devono corrispondere a quanto indicato nel Modulo 1. Il codice identificativo dell'opzione viene riportato in testa ad ogni pagina del presente modulo 5.

1.1 - Denominazione opzione

1.2 - Codice identificativo opzione

La tipologia contrattuale è quella definita al comma 2.2, lettera a) del Testo Integrato. L'esercente, qualora l'accesso all'opzione sia sottoposto a particolari condizioni (per esempio potenza a disposizione superiore a una certa soglia), indica il sottoinsieme di contratti ai quali l'opzione è destinata (per esempio: contratti con potenza a disposizione superiore a 1,5 kW).

1.3 - Tipologia contrattuale: UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE

1.4 - Sottoinsieme della tipologia al quale viene offerta l'opzione

L'esercente indica, quindi, il tipo di opzione oggetto della scheda (monoraria, bioraria, multioraria, e altro).

1.5 - Tipo di opzione

Quadro 2 - CORRISPETTIVI

2.1 - Corrispettivi unitari diversi dalla componente PV di cui al comma 22.4 del Testo Integrato

L'esercente riporta di seguito i corrispettivi unitari previsti dall'opzione proposta (che non comprendono le componenti A e UC e la componente PV). Per ciascun corrispettivo l'esercente indica (a) l'unità di misura nella quale è espresso (centesimi euro/punto di prelievo per anno, centesimi euro/kW per anno, centesimi euro/kWh, ecc.) e (b) il valore unitario (che non comprende le componenti A e UC e la componente PV). Nella colonna (c) – Note – l'esercente riporta eventuali restrizioni al campo di applicazione ed indicase ed in quale proporzione il corrispettivo è a copertura di costi associati a previsioni contrattuali diverse e migliorative rispetto a quelle fissate dalla deliberazione n. 200/99.

2.1.1 - Corrispettivi fissi

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.1.2 - Corrispettivi di potenza

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.1.3 - Corrispettivi di energia

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

2.2 - Corrispettivo a copertura dei costi di combustibile dell'energia elettrica per opzioni tariffarie ulteriori per i servizi di vendita per utenze domestiche in bassa tensione.

L'esercente specifica se intende applicare una componente a copertura di combustibile dell'energia elettrica pari alla componente PV di cui al comma 22.4 del Testo Integrato oppure, in caso contrario, precisa quale corrispettivo intende applicare.

2.2.1 - Si intende applicare un corrispettivo a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica pari alla componente PV di cui al comma 22.4 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

2.2.2 - Se la risposta è no, specificare il corrispettivo a copertura dei costi di combustibile che si intende applicare.

a - Unità di misura	b - Valore (centesimi di euro)	c - Note

Modulo 5 - Modulo individuale per la propsta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita per utenze domestiche in bassa tensione, predisposte ai sensi dell'articolo 23 del Testo Integrato.

denominazione esercente	
codice esercente	E

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione

Quadro 3 - MODALITA' APPLICATIVE

3.1 - Nozione di potenza

3.1.1 - La nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza è quella di cui all'articolo 1 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

3.1.2 - Se la risposta è no, specificare la nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza

3.2 - Maggiorazioni sui superi

L'esercente indica se sono previste maggiorazioni dei corrispettivi per prelievi di potenza che vadano oltre determinate soglie . In caso affermativo, dovrà specificare la soglia al di là della quale scattano le maggiorazioni (ad esempio potenza disponibile) e descrivere le maggiorazioni (corrispettivi).

3.2.1 - Sono previste maggiorazioni dei corrispettivi di potenza per prelievi che superino determinate soglie?

SI ☐ **NO** ☐

3.2.2 - Se la risposta è sì, come viene identificata la soglia al di là della quale scattano le maggiorazioni?

3.2.3 - Descrizione delle eventuali maggiorazioni

3.3 - Fasce orarie

3.3.1 - L'opzione presenta corrispettivi differenziati per fasce orarie?

SI ☐ **NO** ☐

3.3.2 - Se la risposta è sì, dette fasce orarie sono quelle previste all'articolo 1 del Testo Integrato?

SI ☐ **NO** ☐

3.3.3 - Se la risposta è no, è necessario specificare la definizione di fasce orarie applicata

3.4 - Modalità di applicazione dei corrispettivi di potenza

Nel caso di differenziazione oraria dei corrispettivi di potenza l'esercente ne precisa le modalità di addebito. L'esercente barra la casella relativa alla modalità a) se i corrispettivi unitari di potenza espressi in centesimi di euro/kW sono riferiti in relazione alla potenza incrementale, così come era previsto dal provvedimento CIP n. 44/80 e successive modificazioni in materia di tariffe multiorarie. Altrimenti l'esercente barra la lettera b) e specifica le modalità di addebito.

3.4.1 - Modalità di applicazione dei corrispettivi di potenza, quando sono differenziati per fascia oraria.

a) calcolati sulla potenza incrementale ☐
b) altro ☐

3.4.2 - Specificare le modalità applicative se si sceglie la voce b)

3.5 - Altre modalità applicative

Modulo 5 - Modulo individuale per la propsta di opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita per utenze domestiche in bassa tensione, predisposte ai sensi dell'articolo 23 del Testo Unico.

Scheda individuale opzioni tariffarie ulteriori domestiche

denominazione esercente	
codice esercente	**E**

Riportare il Codice identificativo opzione come indicato al punto 1.2 del Quadro 1

Codice identificativo opzione	

Quadro 4 - DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE CARATTERISTICHE DELL'OPZIONE TARIFFARIA ULTERIORE DOMESTICA E STIME DI APPLICAZIONE

4.1 - Descrizione delle caratteristiche dell'opzione che la differenziano dalle tariffe D2 e D3, nonchè dei servizi ad essa associati.

L'esercente descrive le caratteristiche dell'opzione tariffaria ulteriore per i servizi di trasporto e di vendita per le utenze domestiche in bassa tensione evidenziando le differenze rispetto alle tariffe D2 e D3. L'esercente descrive, inoltre, gli eventuali servizi aggiuntivi associati all'opzione specificando le eventuali previsioni contrattuali migliorative rispetto a quelle fissate dalla deliberazione n. 200/99.

4.2 - Stime dell'ambito di applicazione

L'esercente fa una stima del numero di clienti finali, della potenza complessivamente impegnata e dei consumi complessivi che si attende di ottenere dall'opzione tariffaria in oggetto.

N.Clienti	Potenza impegnata	Consumo annuo

Allegato n. 2

TABELLE

Tabella 1: Componenti ρ1 e ρ3 delle opzioni tariffarie TV1 e loro elementi (di cui al comma 6.2)

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Componenti dell'opzione tariffaria TV1	
	ρ1	ρ3
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	1,79
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	17.564,70000	1,48
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	1,05
lettera e) Altre utenze in media tensione	838.188,88000	0,43
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	5.581.427,1800	0,36

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Elementi della componente ρ1		
	ρ1 (ven)	ρ1 (disMT)	ρ1 (disBT)
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	5.236,87	-	12.327,83
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	113.775,45	724.413,43	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	5.581.427,18	-	-

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2	Elementi della componente ρ3				
	ρ3 (tras)	ρ3 (disAT)	ρ3 (disMT)	ρ3 (disBT)	ρ3 (ven)
	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,2500	0,0800	0,7200	0,5500	0,1900
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	0,3700	0,0900	1,0200	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,2400	0,0700	0,6200	-	0,1200
lettera e) Altre utenze in media tensione	0,3400	0,0900	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	0,2900	0,0700	-	-	-

Tabella 2: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per clienti finali e per le imprese distributrici (di cui al comma 6.3, lettera b), punto iii))

Livello di tensione	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
AT e AAT	2,0	1,0
MT	3,9	2,9
BT	9,2	6,6

Tabella 3: Parametri δ1, δ2, δ3 e δ4 delle tariffe TV2 (di cui al comma 8.2)

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		δ1	δ2	δ3	δ4
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,100	4.174
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1,100	0,168	1,100	1.181
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,100	4.174
lettera e)	Altre utenze in media tensione	1,150	0,005	1,200	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	1,300		1,300	-

Tabella 4: Parametri del profilo tipo di prelievo della potenza (di cui al comma 10.3)

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		F1	F2	F3	F4
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	100%	100%	100%	100%
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	85%	90%	95%	100%
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	100%	100%	100%	100%
lettera e)	Altre utenze in media tensione	85%	90%	95%	100%
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	80%	85%	90%	100%

Tabella 5: Parametro del profilo tipo di prelievo dell'energia elettrica (di cui al comma 10.3)

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		F1	F2	F3	F4
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	5%	10%	5%	80%
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10%	30%	15%	45%
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5%	10%	5%	80%
lettera e)	Altre utenze in media tensione	5%	25%	20%	50%
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	5%	20%	15%	60%

Tabella 6: Componente *CTR* per il servizio di trasporto per le imprese distributrici (di cui al comma 14.1, lettera a))

Fascia oraria	centesimi di euro/kWh
F1	0,71
F2	0,46
F3	0,32
F4	0,15

Tabella 7: Parametro λ (di cui al comma 20.1, lettera b))

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2	λ
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	1,100
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	1,100
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1,100
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1,047
lettera e)	Altre utenze in media tensione	1,047
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	1,028

Tabella 8: Parametri *f* (di cui al comma 22.4)

Parametri *f* della tariffa D2		
scaglioni di consumo (kWh per anno)		parametri *f*
da	a	
0	1800	
1801	2640	1,269
2641	4440	1,734
	oltre 4440	1,269

Parametro *f* della tariffa D3
1,269

Tabella 9: Componenti della tariffa D1 (di cui al comma 22.6)

Componenti della tariffa D1					
componente σ1	componente σ2	componente σ3			
		trasm	dis AT	dis MT	totale
centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
3.496	1.492,56	0,32	0,10	0,90	1,32

Tabella 10: Componente τ3 della tariffa D2 (di cui al comma 22.6)

Componente τ3 della tariffa D2		
scaglioni di consumo (kWh per		componente τ3
da	a	centesimi di euro/kWh
0	900	2,32
901	1800	3,98
1801	2640	6,30
2641	2700	11,88
2701	3540	11,88
3541	3600	10,23
3601	4440	10,23
	oltre 4440	6,30

Tabella 11: Componenti τ1 e τ2 della tariffa D2 (di cui al comma 22.6)

Componenti τ1 e τ2 della tariffa D2	
componente τ1	componente τ2
centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno
1.147	836,66

Tabella 12: Componenti della tariffa D3 (di cui al comma 22.6)

Componenti della tariffa D3		
componente τ1	componente τ2	componente τ3
centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh
2.066	1.492,56	6,30

Tabella 13: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione per la determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per le imprese distributrici (di cui al comma 27.2, lettera a))

Livello di tensione	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
AT e AAT	2,8	1,8
MT	4,7	3,7
BT	10,0	7,4

Tabella 14: Somme da versare sul conto oneri per recuperi di continuità del servizio (di cui al comma 38.1)

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		centesimi di euro/punto di prelievo per mese	centesimi di euro/kW per mese	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione		1,7215	0,0103
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,0155
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	13,7894		0,0103
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,0103
lettera e)	Altre utenze in media tensione	822,0444	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	-	-	-

Tabella 15: Fattori correttivi (di cui al comma 52.2, lettera b))

Fascia oraria	lire/kWh
F1	-81,3
F2	-39,6
F3	-19,3
F4	4,4

ALLEGATO I

DELIBERAZIONE 15 novembre 2001.

Rettifica di errori materiali nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 ottobre 2001, n. 228/01. (Deliberazione n. 262/01).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA
E IL GAS

- Nella riunione del 15 novembre 2001,

- Premesso che:
  - in data 18 ottobre 2001 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha adottato la deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/01 di approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica (di seguito: deliberazione n. 228/01);
  - sono stati riscontrati errori materiali sia nel testo della delibera sopra richiamata sia nell'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica (di seguito: Testo Integrato) con la stessa delibera approvato;

- Vista la deliberazione n. 228/01;

- Ritenuto che sia necessario provvedere alla rettifica degli errori materiali riscontrati;

DELIBERA

- Di rettificare:
  - l'articolo 1, comma 1.1, della deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/01 (di seguito: deliberazione n. 228/01), sostituendo le parole "in materia di condizioni tecnico-economiche" con le parole "per l'erogazione";
  - la rubrica dell'articolo 3 della deliberazione n. 228/01, sostituendo la parola "Vincolo" con la parola "vincolo";
  - l'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione n. 228/01, sostituendo la parola "Vincolo" con la parola "vincolo";
  - l'articolo 3, comma 3.1 della deliberazione n. 228/01, sostituendo le parole "dai seguenti commi" con le parole "dal seguente comma";

- l'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione n. 228/01 aggiungendo tra le parole "e 57" e le parole "del testo" le seguenti: "ad eccezione dell'articolo 40, comma 40.4"
- la definizione componenti UC_4 del comma 1.1 del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica approvato con la deliberazione n. 228/01 (di seguito: Testo Integrato), eliminando le parole "in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e";
- il comma 7.1, lettera a), del Testo Integrato, inserendo tra la parola "anno" e la parola "precedente", la parola "solare";
- il comma 7.2 del Testo Integrato, sostituendo le parole "era controparte" con le parole "erano controparti";
- la rubrica dell'articolo 11 del Testo Integrato, eliminando le parole "di prelievo";
- il comma 19.1, lettera b), del Testo Integrato, sostituendo la sigla "*UC*" con la sigla "UC_1";
- il comma 19.1, lettera b), del Testo Integrato, sostituendo la parola "plari" con la parola "pari";
- il comma 35.9 del Testo Integrato, sostituendo le parole "dal comma 38.8" con le parole "dal comma 35.8";
- il comma 50.4, lettera d), del Testo Integrato, sostituendo le parole "si cui" con le parole "di cui";
- il comma 56.3 del Testo Integrato, sostituendo le parole "lettera a)" con le parole "lettera b)";
- il comma 56.4 del Testo Integrato, sostituendo le parole "lettera b)" con le parole "lettera a)";
- il modulo 3 dell'Allegato n.1 del Testo Integrato, sostituendo il secondo dei due punti 3.3.2 e le parole "Se la risposta è sì, dette fasce orarie sono quelle previste dall'articolo 1 del Testo Integrato?", con il punto 3.3.3 e le parole "Se la risposta è no, è necessario specificare la definizione di fasce orarie applicata";
- il punto 3.1.3 del modulo 4 dell'Allegato n. 1 del Testo Integrato, sostituendo le parole "Se la risposta è sì, dette fasce orarie sono quelle previste dall'articolo 1 del Testo Integrato?" con le parole "Se la risposta è no, è necessario specificare la definizione di fasce orarie applicata".

- Di disporre la pubblicazione, nella versione aggiornata risultante dalle rettifiche di cui al punto precedente che costituisce parte integrante della presente deliberazione (Allegato I), della deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/01 e del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita approvato con la medesima deliberazione;

- Di pubblicare il presente provvedimento nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito *internet* dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 15 novembre 2001

Il presidente: RANCI

01A12970